

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FELIPE JOSÉ LACHOVICZ

PLANEJAMENTO DE SUPORTE DE REATIVO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO
COM FORTE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

CURITIBA

2018

FELIPE JOSÉ LACHOVICZ

PLANEJAMENTO DE SUPORTE DE REATIVO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO
COM FORTE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Profa. Dra. Thelma Solange Piazza
Fernandes

Coorientador: Prof. Dr. João Américo Vilela Junior

CURITIBA

2018

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELO SISTEMA DE BIBLIOTECAS/UFPR
BIBLIOTECA DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA

L138p

Lachovicz, Felipe José

Planejamento de suporte de reativo para redes de distribuição com forte penetração de geração solar fotovoltaica / Felipe José Lachovicz. – Curitiba, 2018.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.

Orientadora: Profa. Dra. Thelma Solange Piazza Fernandes.
Coorientador: Prof. Dr. João Américo Vilela Junior.

1. Energia solar. 2. Energia solar fotovoltaica. 3. Sistemas de distribuição de energia elétrica.
I. Universidade Federal do Paraná. II. Fernandes, Thelma Solange Piazza. III. Vilela Junior, João Américo. IV. Título.

CDD: 621.471



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **FELIPE JOSÉ LACHOVICZ** intitulada: **PLANEJAMENTO DE SUPORTE DE REATIVO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM FORTE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 10 de Agosto de 2018.

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES
Presidente da Banca Examinadora

JOÃO AMÉRICO VILELA JUNIOR
Avaliador Interno

ELOI RUFATO
Avaliador Externo

GLDOMIRO UNSIHUAY-VILA
Avaliador Interno

ALEXANDRE RASI AOKI
Avaliador Interno

Dedico esta dissertação aos meus queridos pais José Carlos Lachovicz e Isatilda do Carmo Lachovicz e, a minha amada esposa Dayanne Sawiski da Cunha Lachovicz.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiro lugar a Deus pelas bênçãos, proteção, sabedoria, por abrir portas e preparar pessoas especiais para que eu tivesse o privilégio de chegar até aqui e ter condições de finalizar este trabalho.

Aos meus pais José Carlos e Isatilda por serem meu refúgio e me dar todo o apoio, amor e carinho necessário, mesmo sem entender o motivo de tanto estudo após já ter finalizado um curso superior, foram pacientes e compreensíveis nos momentos de ausência.

À minha amada esposa Dayanne que me acompanhou bem de perto ao longo destes dois anos enquanto nos preparávamos para nosso casamento, me apoiando apesar de toda a correria e ansiedade para finalizar este trabalho.

À professora Thelma por toda a orientação acadêmica despendida desde o terceiro semestre do curso de graduação até os dias de hoje, me ajudando a me tornar um profissional responsável e capaz de enfrentar de forma independente os desafios que a profissão tem a oferecer. Que Deus possa recompensá-la grandemente por todo esse esforço e carinho para comigo, mesmo passando por momentos difíceis, sempre demonstrou preocupação com o bom andamento desse trabalho.

Ao professor João Américo que aceitou me coorientar nessa etapa me passando ensinamentos essenciais na área de eletrônica de potência que permitiram a execução desse trabalho de forma simples e qualificada.

Aos meus amigos do Lactec que me ajudaram com discussões relevantes e ideias pertinentes para o desenvolvimento do trabalho.

Por fim, agradeço a toda a banca examinadora desta dissertação que contribuíram com um saber único de forma significativa para a melhoria deste trabalho com ideias, sugestões.

*Como é feliz o homem que acha a sabedoria, o homem
que obtém entendimento, pois a sabedoria é mais
proveitosa do que a prata e rende mais do que o ouro.
É mais preciosa do que rubis; nada do que você possa
desejar se compara a ela.
Na mão direita, a sabedoria lhe garante vida longa;
na mão esquerda, riquezas e honra.
Os caminhos da sabedoria são caminhos agradáveis, e
todas as suas veredas são paz.
A sabedoria é árvore que dá vida a quem a abraça;
quem a ela se apegar será abençoado.*

RESUMO

O planejamento de reativo das redes de distribuição, principalmente com a alocação de bancos de capacitores, já é um assunto bastante discutido e consolidado na literatura. Existem diversas técnicas que propõem resolver de forma otimizada este problema, que pode se apresentar de maneira isolada ou de forma híbrida considerando outros equipamentos, como reguladores de tensão, para corrigir problemas de tensão na rede. Entretanto, com a crescente penetração de geração distribuída na rede de distribuição, principalmente a geração solar fotovoltaica, o planejamento de reativo deve ser atualizado para minimizar os problemas oriundos da massiva penetração deste tipo de geração, principalmente em termos de fator de potência. Os trabalhos atuais na área consideram a geração fotovoltaica como mais um sistema a ser alocado, porém, à princípio, é o consumidor que decidirá instalar um sistema de geração distribuída em sua propriedade, ou seja, esta unidade de geração não será previamente alocada, a menos que seja de posse da concessionária. Sendo assim, o diferencial deste trabalho consiste em estudar os impactos provenientes da forte penetração de geração fotovoltaica na alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão. Para isso, considerando a tecnologia dos inversores de eletrônica de potência disponíveis, este trabalho tem por objetivo modelar, em um Fluxo de Potência Ótimo, o despacho de potência reativa destes geradores para atuarem como compensadores de potência reativa ao longo de todo o dia, mesmo no período noturno quando não existe geração de potência ativa. De forma a orientar este despacho das unidades de geração fotovoltaica, é proposto uma nova função objetivo para o Fluxo de Potência Ótimo que consiste em minimizar o desvio do fator de potência da subestação de valores especificados. O processo de alocação é resolvido por meio de Algoritmos Genéticos modelado de forma a permitir a alocação de bancos de capacitores em barras de média tensão e de baixa tensão, enquanto que reguladores de tensão são alocados apenas na rede de média tensão. Os resultados demonstram que com este tipo de abordagem elimina-se a necessidade da utilização de bancos de capacitores fixos na rede de distribuição, sendo necessário apenas a utilização de bancos de capacitores automáticos nos períodos de máxima geração de potência ativa, dependendo do nível de penetração de geração fotovoltaica. Outros resultados mostram que a combinação de bancos de capacitores, reguladores de tensão e geração fotovoltaica com capacidade de despacho de potência reativa é extremamente eficiente para resolver os problemas de qualidade de energia elétrica, minimizando as perdas elétricas sistêmicas. Todas as simulações foram realizadas em cinco cenários com diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica e operação de bancos de capacitores automáticos, considerando um sistema teste de 90 barras, sendo 70 barras de média tensão e 20 barras de baixa tensão acopladas por transformadores típicos de distribuição.

Palavras-chave: Despacho de geração fotovoltaica. Regulação de fator de potência. Operação noturna de inversores. Planejamento de reativo. Sistemas de distribuição.

ABSTRACT

The reactive planning of distribution systems, mainly with the allocation of capacitor banks, is already a consolidated and much-discussed subject on the literature. There are several techniques that propose to solve this problem in an optimized way, which can be presented in an isolated or hybrid way considering others equipment, such the voltage regulator. However, with the increasing penetration of distributed generation on the distribution systems, mainly the solar photovoltaic generation, the reactive planning must be updated to mitigate the problems arising from the massive penetration of this kind of generation, mainly in terms of power factor. The current works on this subject consider the photovoltaic generation as another system to be allocated, however, at first, is the consumer who will decide to install a distributed generation system in his property, in other words, this generation unity won't be previously allocated unless it is owned by the utility. Therefore, the differential of this work consists to study the impacts from the photovoltaic generation penetration on the simultaneous allocation of capacitor banks and voltage regulators. For this, considering the current available power electronics technology, this work aims to model, in an Optimum Power Flow, the reactive power dispatch of these generators to act as reactive power compensators all day long, even at night period when haven't active power generation. To guide the dispatch of photovoltaic generation units, a new objective function for the Optimum Power Flow is proposed in this work which consists to minimize the power factor deviation of the substation from specified values. The allocation process is solved through Genetic Algorithms modeled to allow the allocation capacitors banks in medium voltage and low voltage buses, while the voltage regulator is allocated only on the medium voltage network. The results show that this approach eliminates the need for the use of fixed capacitor banks on the distribution system, requiring only the use of automatic capacitor banks during the maximum active power generation periods, depending on the penetration level of photovoltaic generation. Others results show that the combination of capacitor banks, voltage regulators and photovoltaic generation with reactive power dispatch capability is extremely effective to solve electric energy quality problems on the system, minimizing systemic electrical losses. The simulations were performed on five canaries with a different penetration level of photovoltaic generation and automatic capacitor banks operation, considering a 90 buses test system, with 70 medium voltage buses and 20 low voltage buses coupled with typical distribution transformers.

Keywords: Dispatch of photovoltaic generation. Power factor regulation. Night operation of inverters. Reactive planning. Distribution systems

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1 – USO MUNDIAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR SETOR	25
FIGURA 2 – PORCETAGEM DE GERAÇÃO PROVENIENTE DE FONTES DIVERSAS	26
FIGURA 3 – PROJEÇÃO DO CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA	27
FIGURA 4 – PROJEÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA BRASILEIRA	28
FIGURA 5 – AVALIAÇÃO CRONOLÓGICA DOS TRABALHOS CITADOS.....	60
FIGURA 6 – FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NO ALIMENTADOR COM E SEM BCs	67
FIGURA 7 – AUMENTO DE TENSÃO DEVIDO A OPERAÇÃO DE BCs EM PARALELO	68
FIGURA 8 – POTÊNCIA INJETADA PELOS BCs AO LONGO DO ANO	69
FIGURA 9 – MONTAGEM DE BC FIXOS OU AUTOMÁTICO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO.....	71
FIGURA 10 – DISPOSITIVO DE TEMPO	72
FIGURA 11 – ESQUEMA DE MONTAGEM DE UM RT NO POSTE	74
FIGURA 12 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO EM DELTA ABECDO	75
FIGURA 13 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO EM ESTRELA ATERRADO.....	76
FIGURA 14 – OPERAÇÃO DE UM RT TIPO 32 DEGRAUS SUBTIPO B	77
FIGURA 15 – EXEMPLO DE UM SISTEMA DE GFV MONOFÁSICA CONECTADA A REDE	84
FIGURA 16 – EXEMPLO DE CONEXÃO DE INVERSORES <i>STRING</i>	86
FIGURA 17 – REGIÕES DE OPERAÇÃO PARA INVERSORES DE TENSÃO COM CONTROLE DE DESPACHO	88
FIGURA 18 – POTÊNCIA RESULTANTE PARA CORRENTE ATRASADA EM 90° COM A TENSÃO.....	91
FIGURA 19 – CIRCUITO EQUIVALENTE DO INVERSOR PARA OPERAÇÃO NOTURNA	93
FIGURA 20 – DIAGRAMA FASORIAL APRESENTANDO O CONTROLE DO DESPACHO NO INVERSOR	95

FIGURA 21 – SISTEMA DE CONTROLE DO INVERSOR E AQUISIÇÃO DE MEDIDAS.....	96
FIGURA 22 – CURVA DE CAPABILIDADE DO INVERSOR TRIO DA ABB 50-60 KVA.....	97
FIGURA 23 – REGIÃO DE OPERAÇÃO DO INVERSOR PROPOSTA PARA MODELAGEM DO DPR.....	106
FIGURA 24 – CODIFICAÇÃO GERAL DE UM INDIVÍDUO	109
FIGURA 25 – DECODIFICAÇÃO DE LINHA PARA UM RT.....	110
FIGURA 26 – ACOPLAMENTO DAS BARRAS DO SECUNDÁRIO	121
FIGURA 27 – PATAMARES DE CARGA E DE GFV UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES.....	125
FIGURA 28 – FLUXOGRAMA DE UMA SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO	126
FIGURA 29 – FLUXOGRAMA DE UMA SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO.....	127
FIGURA 30 – INTERFACE GRÁFICA DO PROGRAMA APRIMORADO	128
FIGURA 31 – SISTEMA TESTE DE 90 BARRAS COM GFV	130
FIGURA 32 – RESULTADO DA MATRIZ DE ESFORÇO VERSUS IMPACTO COM CINCO CRITÉRIOS DE COMPARAÇÃO	136
FIGURA 33 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS SEM GFV AO LONGO DOS PATAMARES SEM ALOCAÇÃO.....	142
FIGURA 34 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS COM 80% DE PENETRAÇÃO DE GFV AO LONGO DOS PATAMARES SEM ALOCAÇÃO	143
FIGURA 35 – EVOLUÇÃO DO FP DA SE COM A INSERÇÃO DE GFV AO LONGO DOS PATAMARES SEM ALOCAÇÃO.....	145
FIGURA 36 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA MÉDIA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO SEM ALOCAÇÃO	146
FIGURA 37 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA LEVE E PESADA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO SEM ALOCAÇÃO.....	147
FIGURA 38 – EVOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NO PATAMAR DE CARGA MÉDIA 2 DO DIA ÚTIL SEM ALOCAÇÃO	148
FIGURA 39 – EVOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA PESADA DO DIA ÚTIL SEM ALOCAÇÃO	149

FIGURA 40 – EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE BCs NECESSÁRIA EM TODOS OS PATAMARES DE CARGA DE CADA CENÁRIO	150
FIGURA 41 – EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE RTs NECESSÁRIA EM TODOS OS PATAMARES DE CARGA DE CADA CENÁRIO	151
FIGURA 42 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS AO LONGO DOS PATAMARES PARA O CENÁRIO 1 COM ALOCAÇÃO DE ECD....	153
FIGURA 43 – COMPARAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE BCs NA S BARRAS DE MT NA PRESENÇA DE GFV	158
FIGURA 44 – COMPARAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE BCs NAS BARRAS DE BT NA PRESENÇA DE GFV	159
FIGURA 45 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS AO LONGO DOS PATAMARES PARA O CENÁRIO 4 COM ALOCAÇÃO DE ECD....	161
FIGURA 46 – EVOLUÇÃO DO AJUSTE DO TAP DO RT AO LONGO DOS PATAMARES DE CARGA EM CADA CENÁRIO	162
FIGURA 47 – EVOLUÇÃO DO FP DA SE COM A INSERÇÃO DE GFV AO LONGO DOS PATAMARES COM ALOCAÇÃO	163
FIGURA 48 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA MÉDIA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO COM ALOCAÇÃO	164
FIGURA 49 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA LEVE E PESADA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO COM ALOCAÇÃO	165
FIGURA 50 – EVOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA PESADA DO DIA ÚTIL COM ALOCAÇÃO.....	166

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – DEFINIÇÃO DOS EIXOS DE PESQUISA E DAS PALAVRAS-CHAVE PESQUISADAS	36
TABELA 2 – MÉTRICAS DOS 44 ARTIGOS QUE COMPÕEM O PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO	61
TABELA 3 – TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS ENTRE 1 E 69 kV	65
TABELA 4 – DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE GERAÇÃO PARA CADA REGIÃO DE OPERAÇÃO	105
TABELA 5 – CODIFICAÇÃO DO TAMANHO DOS BCs	111
TABELA 6 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE TENSÃO	114
TABELA 7 – POTÊNCIAS E PREÇOS DOS BCs FIXOS E AUTOMÁTICOS USADOS	116
TABELA 8 – CORRENTES NOMINAIS E PREÇOS DOS RTs	117
TABELA 9 – CONFIGURAÇÃO DOS AG UTILIZADA	120
TABELA 10 – QUANTIDADE DE HORAS [h] PARA CADA PATAMAR	122
TABELA 11 – NÚMERO DE DIAS EM UM ANO PARA CADA TIPO DE DIA	123
TABELA 12 – PORCENTAGEM DA CARGA TOTAL [%] PARA CADA PATAMAR DE CARGA	123
TABELA 13 – TENSÃO INICIAL FIXADA NA BARRA DA SE PARA CADA PATAMAR DE CARGA	123
TABELA 14 – PORCENTAGEM DE GFV [%] DEFINIDO PARA O PARAMETRO ϕ_{FV} EM CADA PATAMAR DE CARGA	124
TABELA 15 – REGRAS PARA AVALIAÇÃO DE ESFORÇO E IMPACTO PARA CADA CRITÉRIO	133
TABELA 16 – RESULTADOS OBTIDOS PARA OS CRITÉRIOS EM CADA CASO SIMULADO	135
TABELA 17 – CONDIÇÕES DE SIMULAÇÕES UTILIZADAS	137
TABELA 18 – VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS DE CADA PARCELA DA FUNÇÃO <i>FITNESS</i> EM CADA CENÁRIO	139
TABELA 19 – RESULTADOS ESTATÍSTICOS DA FUNÇÃO <i>FITNESS</i> EM CADA CENÁRIO	140

TABELA 20 – EVOLUÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DA REDE COM A PENETRAÇÃO DE GFV COM SUPORTE DE REATIVO ...	141
TABELA 21 – DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO OU CONSUMO DE POTÊNCIA REATIVA EM CADA PATAMAR PARA 80% DE PENETRAÇÃO DE GFV	145
TABELA 22 – ALOCAÇÃO DE ECD PARA O CENÁRIO 1	152
TABELA 23 – COMPARAÇÃO DA FUNÇÃO <i>FITNESS</i> SEM GFV COM E SEM ALOCAÇÃO	153
TABELA 24 – FP NA SE SEM GFV COM E SEM ALOCAÇÃO	155
TABELA 25 – EVOLUÇÃO DA FUNÇÃO <i>FITNESS</i> COM GFV COM E COM ALOCAÇÃO DE ECD	156
TABELA 26 – IMPACTOS NO PROCESSAMENTO COMPUTACIONAL	157
TABELA 27 – QUANTIDADE DE BCs ALOCADOS EM CADA CENÁRIO	157
TABELA 28 – COMPARAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE RTs NAS LINHAS DE MT NA PRESENÇA DE GFV	160
TABELA 29 – DADOS DE BARRA DO SISTEMA DE 90 BARRAS	188
TABELA 30 – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 90 BARRAS	189

LISTA DE SIGLAS

ABNT	–	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AG	–	Algoritmos Genéticos
BI	–	Bilhões
BT	–	Baixa Tensão
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	–	Banco de Capacitores
CO ₂	–	Dióxido de Carbono
COPEL	–	Companhia Paranaense de Energia
DPR	–	Despacho de Potência Reativa
ECD	–	Equipamentos Compensadores da Distribuição
EE	–	Energia Elétrica
EIA	–	Administração da Informação de Energia dos Estados Unidos, do inglês <i>U.S. Energy Information Administration</i>
EPE	–	Empresa de Pesquisa Energética
FO	–	Função Objetivo
FP	–	Fator de Potência
FPO	–	Fluxo de Potência Ótimo
FV	–	Fotovoltaico
GD	–	Geração Distribuída
GFV	–	Geração Fotovoltaica
IA	–	Inteligência Artificial
IEA	–	Agência Internacional de Energia, do inglês <i>International Energy Agency</i>
MI	–	Milhões
MPDPI	–	Método Primal-Dual de Pontos Interiores
MT	–	Média Tensão
NBR	–	Norma Brasileira
OECD	–	Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento, do inglês <i>Organization for Economic Co-operation and Development</i>
ONU	–	Organização das Nações Unidas
PRODIST	–	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA	–	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
P&D	–	Pesquisa e Desenvolvimento
PWM	–	Modulação de Largura de Pulso, do inglês <i>Pulse Width Modulation</i>
QEE	–	Qualidade de Energia Elétrica
RT	–	Regulador de Tensão
SE	–	Subestação
SIN	–	Sistema Interligado Nacional

LISTA DE SÍMBOLOS

$Auto_{bbc}$	–	indica a instalação de BC automático na barra bbc
C_{Bfp}	–	conjunto de barras para controle de FP
C_{BS}	–	conjunto de barras do sistema
CP	–	valor da carga pesada na barra b
$Custo_{auto}$	–	custo do BC automático instalado
$Custo_{fixo}$	–	custo do BC fixo instalado
$Custo_{lrt}$	–	custo do RT instalado na linha lrt
$Dias_j$	–	número de dias j no período de um ano
EA	–	energia ativa
ER	–	energia reativa
$Fixo_{bbc}$	–	indica a instalação de BC fixo na barra bbc
FO_{fp}	–	função objetivo de minimização do desvio de FP especificado
FO_v	–	função objetivo de minimização do desvio de tensão especificada
$Horas_{ij}$	–	número de horas da condição de carga i no dia j
In_{uc}	–	corrente nominal da unidade consumidora de acordo com seu dispositivo de proteção
$N_{decimal}$	–	número convertido a partir dos <i>bits</i> que especificam a tensão
Num_{max}^{BC}	–	quantidade máxima de BC a ser alocada no sistema
Num_{max}^{RT}	–	quantidade máxima de RT
P	–	potência ativa
\underline{Pd}	–	vetor de demanda de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$
Pd_r	–	carga ativa da barra r
$Pd_{\%}$	–	porcentagem de inserção de geração fotovoltaica no sistema
Pd_{total}	–	carga ativa nominal do sistema
$Perdas_{ij}$	–	perda de potência ativa na condição de carga i no dia j
\underline{Pg}	–	vetor com geração de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$
Pg_{GFV_k}	–	potência ativa entregue pela GFV da barra k
$Pg_{GFV_{max}}$	–	valor máximo de geração de potência ativa da barra com GFV
$Pg_{GFV_{min}}$	–	valor mínimo de geração de potência ativa da barra com GFV
Pg_k^{FV}	–	potência ativa gerada pelo módulo fotovoltaico na barra k

Pg_r	–	potência ativa gerada na barra r
\underline{Pg}^{max}	–	vetor com a potência ativa máxima gerada nas barras com dimensão (nb x 1)
\underline{Pg}^{min}	–	vetor com a potência ativa mínima gerada nas barras com dimensão (nb x 1)
P_{ij}	–	porcentagem da carga pesada referente ao patamar de carga i e dia j
P_{inv}	–	potência ativa gerada na saída do inversor
$P_{sub_{ij}}$	–	potência ativa da subestação para a carga i no dia j
Q	–	potência reativa
\underline{Qd}	–	vetor de demanda de potência reativa com dimensão (nb x 1)
Qd_r	–	carga reativa da barra r
\underline{Qg}	–	vetor com geração de potência reativa com dimensão (nb x 1)
Qg_{GFV_k}	–	potência reativa entregue pela GFV da barra k
$Qg_{GFV_{max}}$	–	valor máximo de geração de potência reativa da barra com GFV
$Qg_{GFV_{min}}$	–	valor mínimo de geração de potência reativa da barra com GFV
Qg_r	–	potência reativa gerada na barra r
\underline{Qg}^{max}	–	vetor com a potência reativa máxima gerada nas barras com dimensão (nb x 1)
\underline{Qg}^{min}	–	vetor com a potência reativa mínima gerada nas barras com dimensão (nb x 1)
Q_{inv}	–	potência reativa gerada na saída do inversor
$Q_{sub_{ij}}$	–	potência reativa da subestação para a carga i no dia j
QT_{bij}	–	tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia j
S_{fv}	–	potência aparente da unidade de geração
Sg_{GFV_k}	–	potência aparente nominal da GFV da barra k
$Tensão_{ajuste}$	–	tensão na barra subsequente ao regulador de tensão
V_{inv}	–	tensão eficaz na saída do inversor
\dot{V}	–	matriz diagonal com os elementos de $\underline{\dot{V}}$ com dimensão (nb x nb)
$\underline{\dot{V}}$	–	vetor com tensão fasorial com dimensão (nb x 1)
\dot{V}_1	–	tensão fasorial na barra da SE

VD	–	valor do dólar em R\$
V_{kv}	–	tensão na barra kv
V_l	–	Queda de tensão no indutor de acoplamento
\underline{V}^{max}	–	vetor com a tensão máxima nas barras com dimensão $(nb \times 1)$
\underline{V}^{min}	–	vetor com a tensão mínima nas barras com dimensão $(nb \times 1)$
$V_{n_{uc}}$	–	tensão nominal da unidade consumidora
V_{rede}	–	tensão eficaz na rede elétrica de conexão
$\underline{\dot{V}}^{reg}$	–	vetor de tensão fasorial dos RTs com dimensão $(nreg \times 1)$
\underline{V}^{reg}	–	vetor de tensão especificada na barra de saída dos RTs com dimensão $(nreg \times 1)$
V_v	–	tensão na barras v
V_v^{esp}	–	tensão especificada da barras v
$V_{saída}$	–	tensão de saída do alimentador que depende do patamar de carga
\dot{Y}	–	matriz de admitância de barra com dimensão $(nb \times nb)$
b	–	barra com queda de tensão superior a 4%
bbc	–	barra com BC instalado
\underline{c}	–	vetor com susceptância capacitiva nominal do banco de capacitores (por fase) com dimensão $(nb \times 1)$
f_1	–	custo das perdas de potência ativa
f_2	–	custo das violações dos limites de tensão
f_3	–	custo das violações das quedas de tensão
f_4	–	custo dos BCs
f_5	–	custo dos RTs
f_6	–	desvio do FP da SE
f'_6	–	valor da função de desvio do fator de potência linearizada
f_6^{AG}	–	valor do desvio do fator de potência para cada indivíduo
f_6^{max}	–	valor do desvio do fator de potência sem alocação
$f_6^{ótimo}$	–	valor do desvio do fator de potência para a melhor condição
$fitness$	–	função de avaliação de aptidão a ser minimizada
f_{obj}	–	valor da função objetivo de índice obj
f_{obj}^*	–	valor ótimo da função objetivo de índice obj
f_{obj}^{max}	–	valor máximo da função objetivo de índice obj

fp	–	fator de potência
fp_r^{esp}	–	valor do FP especificado para controle na barra r
fp_{inv}	–	fator de potência do inversor de tensão
f_{uc}	–	fator de multiplicação de acordo com o tipo do sistema do consumidor, 1 para sistema monofásico ou $\sqrt{3}$ para sistema trifásico
i	–	corresponde aos patamares de cargas
j	–	corresponde aos tipos de dia
kv	–	barra com limite de tensão inferior violado
l_{rt}	–	linha com RT instalado
nb	–	número de barras
npv	–	quantidade de sistemas fotovoltaicos
$nreg$	–	número de RTs alocados
obj	–	índice da função objetivo de 1 a 5
$violação_{ij}$	–	violação de tensão de todas as barras para a carga i no dia j
x_1	–	coeficiente angular da reta
x_2	–	coeficiente linear da reta
Φ	–	conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%
Ψ	–	conjunto de linhas com RT instalado
Ω	–	conjunto de barras com BC instalado
$\underline{\alpha_{RT}}$	–	vetor com os <i>taps</i> dos RTs com dimensão ($nreg \times 1$)
$\underline{\alpha_{RT_{max}}}$	–	vetor com os <i>taps</i> máximos dos RTs com dimensão ($nreg \times 1$)
$\underline{\alpha_{RT_{min}}}$	–	vetor com os <i>taps</i> mínimos dos RTs com dimensão ($nreg \times 1$)
δ	–	ângulo de fase da tensão do inversor em relação a tensão da rede
θ_{GFV_k}	–	ângulo de operação da GFV conectada na barra k
$\underline{\theta_{GFV_{max}}}$	–	vetor com os valores máximos do ângulo do FP mínimo da GFV
$\underline{\theta_{GFV_{min}}}$	–	vetor com os valores mínimos do ângulo do FP mínimo da GFV
ξ	–	conjunto das barras com limite de tensão inferior violado
φ_{FV}	–	fator de geração fotovoltaica
ω_{BC}	–	peso de priorização de f_4
ω_{FV}	–	peso de priorização de f_6
ω_{RT}	–	peso de priorização de f_5

ω_{fp}	–	peso associado ao desvio de FP
ω_p	–	peso de priorização de f_1
ω_q	–	peso de priorização de f_3
ω_t	–	peso de priorização de f_2
ω_v	–	peso associado ao desvio de tensão

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	24
1.1	OBJETIVOS	29
1.1.1	Objetivo Geral.....	30
1.1.2	Objetivos Específicos	30
1.2	DEFINIÇÃO DO PROBLEMA.....	30
1.3	JUSTIFICATIVA	31
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	32
2	REVISÃO DA LITERATURA	34
2.1	PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO	34
2.2	ALOCÇÃO DE BCs.....	38
2.2.1	Evolução da Alocção de BCs	38
2.2.2	IA Aplicada na Alocção de BCs	40
2.3	ALOCÇÃO DE RTs	44
2.4	ALOCÇÃO SIMULTNEA DE BCs E RTs	45
2.5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	47
2.5.1	Aplicação de GD no Problema de Alocção de BC.....	48
2.5.2	Impactos da Penetraço de GFV na Rede de Distribuço	50
2.5.3	Aplicação do Controle de Despacho de Inversores.....	53
2.5.4	Impactos da Presença de GD na Alocção de ECD	57
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	60
3	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E EQUIPAMENTOS	
	COMPENSADORES DA DISTRIBUIÇO	62
3.1	REGULAMENTAÇO VIGENTE.....	62
3.1.1	Tensão em Regime Permanente.....	64
3.1.2	Fator de Potência	65
3.2	BANCO DE CAPACITORES	66
3.2.1	Tipos e Montagem de BCs	69
3.2.2	Operação de Controle de BCs.....	70
3.3	REGULADOR DE TENSÃO	72
3.3.1	Tipo e Montagem de RTs	73
3.3.2	Operação e Controle de RTs.....	75
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	78

4	GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E DESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA	80
4.1	REGULAMENTAÇÃO VIGENTE SOBRE GFV DISTRIBUÍDA	80
4.2	SISTEMA DE GFV CONECTADA A REDE	83
4.3	DESPACHO DE POTÊNCIA EM INVERSORES	85
4.3.1	Estratégias de Controle para Despacho de Inversores	87
4.4	COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NOTURNA COM INVERSORES	90
4.4.1	Conceito de Potência Reativa	90
4.4.2	Princípio de Operação Noturna do Inversor	92
4.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	97
5	METODOLOGIA DA PESQUISA	99
5.1	MODELAGEM DO FPO PARA DESPACHO DE GFV	99
5.1.1	Fluxo de Potência Ótimo Base	99
5.1.1.1	Função objetivo	100
5.1.1.2	Restrições de igualdade	100
5.1.1.3	Restrições de desigualdade	101
5.1.2	Novas Equações Propostas para Despacho Ótimo de GFV	102
5.1.2.1	Limite de potência aparente da geração fotovoltaica	103
5.1.2.2	Ângulo de operação da geração fotovoltaica	103
5.1.2.3	Limites de geração de potência ativa e de potência reativa	104
5.1.2.4	Controle do fator de potência especificado	106
5.1.3	Formulação Final do Fluxo de Potência Ótimo Proposto	107
5.2	PARAMETRIZAÇÃO DOS AG PARA A ALOCAÇÃO DE ECD	108
5.2.1	Codificação do Indivíduo	109
5.2.1.1	Codificação do RT	110
5.2.1.2	Codificação do BC	111
5.2.1.3	Cálculo automático dos ECD necessários	111
5.2.2	Função de Avaliação de Aptidão	113
5.2.2.1	Descrição das funções	113
5.2.2.2	Linearização e método do critério global para normalização	118
5.2.3	Parametrização dos AG Utilizada	119
5.3	ALOCAÇÃO DE BCs EM REDE DE BT	120
5.4	PATAMARES DE CARGA DO SISTEMA E TENSÃO DA SE	122

5.5	DEFINIÇÃO DA GFV.....	123
5.6	FLUXOGRAMA DE SIMULAÇÃO	126
5.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	128
6	RESULTADOS	129
6.1	DEFINIÇÃO DOS PESOS DAS FOs do FPO.....	130
6.1.1	Definição dos Critérios de Comparação e suas Regras	131
6.1.2	Avaliação dos Casos e Definição do Melhor Peso	133
6.2	CONDIÇÕES GERAIS DE CONTORNO PARA AS SIMULAÇÕES.....	136
6.2.1	Definição dos Cenários de Simulação	137
6.2.2	Validação da Formulação Proposta.....	138
6.3	IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GFV COM DPR NA REDE SEM ALOCÇÃO DE ECD	141
6.3.1	Melhorias na Tensão Sistêmica sem Alocção	142
6.3.2	Melhorias no FP da SE sem Alocção	144
6.3.3	Melhorias nas Perdas Sistêmicas sem Alocção	147
6.3.4	Melhorias na Quantidade Necessária de ECD para Alocção Simultânea	149
6.4	IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GFV COM DPR NA REDE COM ALOCÇÃO SIMULTÂNEA DE ECD	151
6.4.1	Caracterização do Cenário 1	152
6.4.2	Avaliação da Alocção de ECD na Presença de GFV	155
6.4.2.1	Aspectos relacionados ao processamento computacional	156
6.4.2.2	Aspectos relacionados a alocação de ECD.....	157
6.4.2.3	Aspectos relacionados ao perfil de tensão em regime permanente	160
6.4.2.4	Aspectos relacionados ao FP da SE	163
6.4.2.5	Aspectos relacionados as perdas sistêmicas	165
6.5	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	166
7	CONCLUSÃO	168
7.1	CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO DESENVOLVIDA	171
7.2	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	172
	REFERÊNCIAS	174
	APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 90 BARRAS	188
	ANEXO A – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR TRIO DA ABB	190

1 INTRODUÇÃO

Com o advento da geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica (EE) de forma sistêmica, a humanidade passou a ter recursos suficientes para a evolução e o progresso acelerado. Em poucas décadas, viu-se um grande crescimento tecnológico por todo o planeta, principalmente no setor industrial. Entretanto, conforme o conhecimento em eletrônica e telecomunicações avançavam, fortemente incentivados e investidos durante as duas Guerras Mundiais, equipamentos comuns no dia a dia atual, como o rádio e o computador, faziam a diferença naqueles tempos.

Desde então, rapidamente, tecnologias que duravam décadas para depreciar, hoje mudam em poucos anos ou até mesmo em poucos meses. Tal avanço permite que casas onde antes existiam apenas iluminação e algumas tomadas, hoje possam comportar diversos tipos de equipamentos voltados para alimentação, conforto térmico, entretenimento, comunicação, tanto de forma automatizada quanto de forma manual.

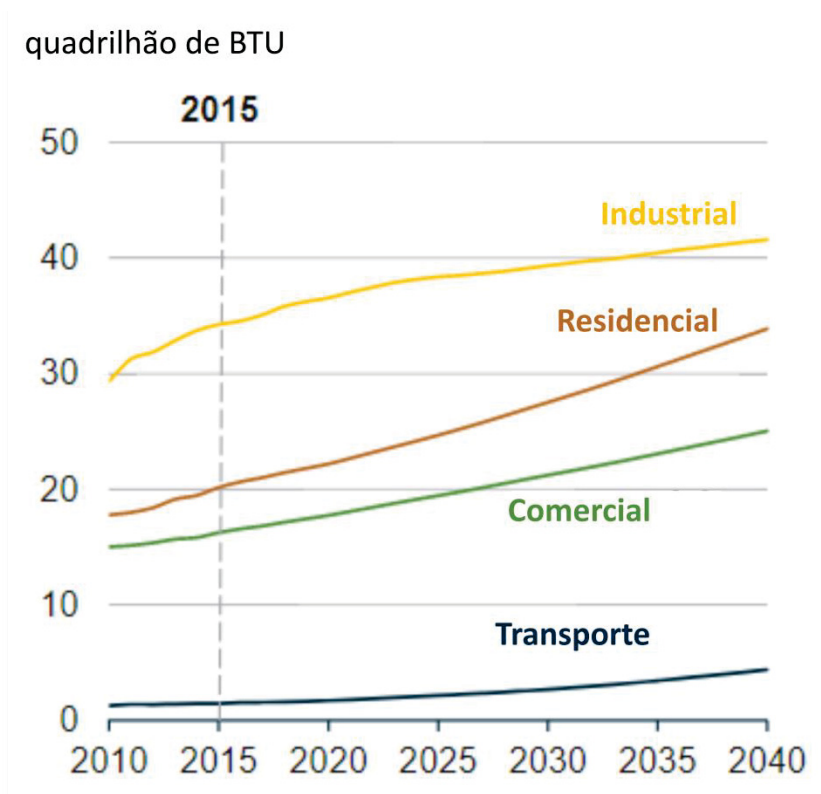
Anualmente a *U.S. Energy Information Administration* (EIA) publica estudos de forma independente e imparcial sobre o setor energético no contexto mundial e americano. Estudos recentes apontam para o crescimento expressivo do consumo de EE principalmente pelo setor residencial, com crescimento de consumo estimado em aproximadamente 15 quadrilhões de BTU¹ até 2040, (EIA, 2017), conforme mostra a FIGURA 1. Analisando esta FIGURA 1, percebe-se que o setor residencial é o setor com maior crescimento líquido, seguido do setor comercial, do industrial e do transporte, ou seja, os avanços tecnológicos modernos têm grande reflexo e aplicação que corroboram para o aumento de consumo de EE no setor residencial.

De forma a viabilizar o constante crescimento de consumo de EE é necessário o investimento no ramo de geração de EE. Entretanto, a construção de novos parques geradores de forma centralizada, principalmente de centrais hidrelétricas, está cada vez mais difícil de ser realizada devido aos impactos ambientais causados pelos alagamentos provocados para formar os reservatórios. Semelhantemente, a construção de centrais termelétricas está dificultada devido aos impactos gerados com a emissão de dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera, que contribui para o

¹ BTU é uma unidade de medida de energia que equivale a 252,2 calorias ou 1055,05585 joules.

aquecimento global e para as mudanças climáticas no planeta. Vários países discutem em reuniões realizadas pela Organização das Nações Unidas (ONU) desde a década de 70, soluções para minimizar os danos causados à natureza e como continuar crescendo com sustentabilidade.

FIGURA 1 – USO MUNDIAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR SETOR



FONTE: Adaptado de EIA (2017).

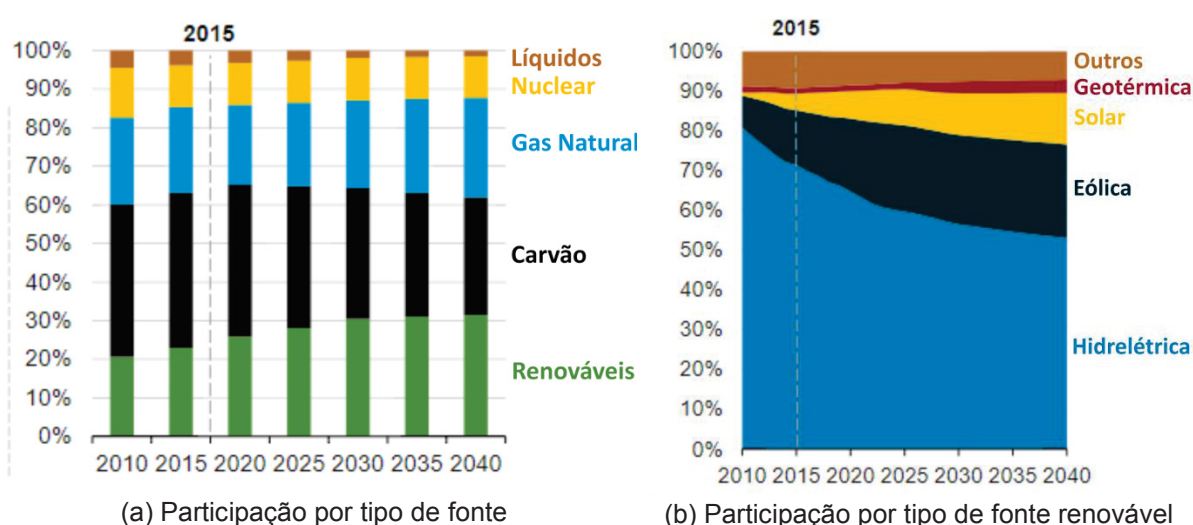
Diante deste cenário, cresceu a necessidade de investimentos para obtenção de EE sustentável, principalmente no setor de energia renovável no qual são predominantes a geração eólica e a geração fotovoltaica (GFV).

A FIGURA 2 apresenta a estimativa da geração de EE por fonte até 2040, analisando a parte (a) da figura, que representa a geração por tipo de fonte, percebe-se o constante aumento na penetração de geração renovável e de gás natural tomando o território de outras fontes como o carvão e derivados do petróleo. Ao observar com mais detalhe os tipos de fontes renováveis, apresentado na parte (b) da FIGURA 2, é expressivo o crescimento da penetração das modalidades de geração eólica e de GFV frente às demais formas de energia renovável, podendo chegar a

30% da matriz energética renovável mundial em 2040, corroborando para a diminuição dos impactos ambientais causados pela produção de EE.

O crescimento das fontes renováveis está sendo impulsionado pelo constante desenvolvimento e viabilização do emprego da Geração Distribuída (GD), que tem por intuito evitar a construção de novos parques geradores de forma centralizada e favorecer a construção de sistemas de geração menores que podem ser conectados próximo ao consumidor diretamente na rede primária ou secundária de distribuição.

FIGURA 2 – PORCETAGEM DE GERAÇÃO PROVENIENTE DE FONTES DIVERSAS



FONTE: Adaptado de EIA (2017).

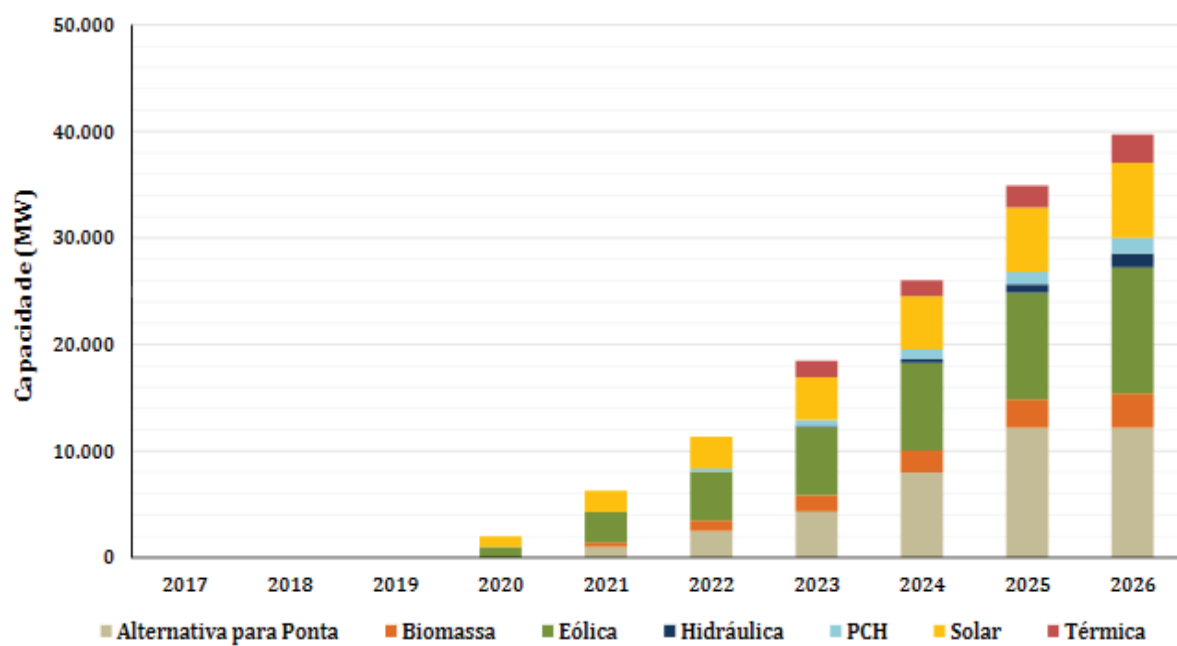
Além dos benefícios ambientais, pode-se citar alguns benefícios do ponto de vista econômico das GDs, por exemplo, elas podem reduzir ou evitar a necessidade de expansão do sistema elétrico, aumentar a vida útil de transformadores, prover a exata demanda de carga do consumidor, aumentar a proteção para cargas críticas. Também pode-se citar alguns benefícios no ponto de vista técnico e operacional das GDs, por exemplo, elas podem reduzir as perdas do sistema, reduzir o fluxo de potência nas linhas de transmissão, aumentar o perfil de tensão e ajudar na confiabilidade e continuidade do sistema. (EL-KHATTAM; SALAMA, 2004) e (PRAKASH; KHATOD, 2016).

No contexto brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desenvolve diversos estudos a respeito da matriz energética brasileira para diferentes projeções. O plano decenal de expansão de energia com horizonte até 2026 indica um crescimento de aproximadamente 40.000 MW na capacidade de geração do sistema,

sendo desses aproximadamente 7 MW de GFV e de aproximadamente 12 MW de geração eólica, conforme mostra a FIGURA 3.

Conforme visto anteriormente, o setor residencial apresenta o maior coeficiente de crescimento para os próximos anos, o que corrobora ainda mais para a penetração de GD nos sistemas de distribuição de forma a suprir tal crescimento com a menor parcela de perda energética possível. Das formas de GD presentes no mercado, a que mais está disseminada neste contexto é a GFV, sendo que hoje não é novidade encontrar residências, comércios e indústrias com este tipo de geração instalado.

FIGURA 3 – PROJEÇÃO DO CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRA



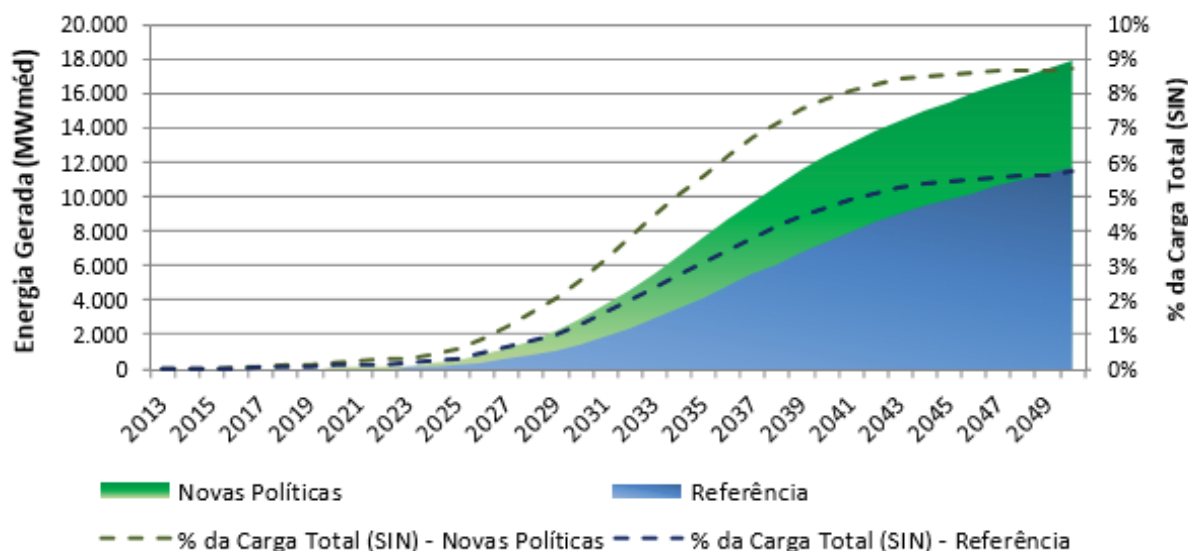
FONTE: EPE (2017).

Com o foco na GFV, a EPE, em seus estudos referentes ao plano nacional de energia com horizonte até 2050, apresenta uma projeção do consumo de energia elétrica brasileira com crescimento de 3,1% ao ano, seguido de um crescimento da autoprodução de energia de 2,6% ao ano, desta forma, com referência a 2013 que apresentou um consumo total de energia elétrica de 514 TWh, em 2050 o país pode chegar a consumir 1.605 TWh, representando três vezes mais o consumo de referência. A FIGURA 4 mostra que em 2050 a projeção de GFV pode atingir

aproximadamente 6% da carga total do Sistema Interligado Nacional (SIN), entretanto, com a adoção de novas políticas e incentivos, a projeção de GFV pode chegar em torno de 9% da carga total do SIN.

Todo este crescimento de consumo esperado no setor residencial, bem como o crescimento de GFV principalmente junto ao consumidor final, trará impactos no sistema de distribuição de energia e o mesmo deve estar preparado para tais situações. Com esta preocupação, as concessionárias de EE estão investindo recursos para facilitar a integração da GFV e para desenvolver tecnologia e metodologias de controle para o mesmo no sistema de distribuição. Boa parte deste investimento pode ser visto nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) atuais, regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), além de projetos voltados para a automação da rede no conceito de redes elétricas inteligentes, muitos projetos trabalham com GFV e sistemas de armazenamento de energia em redes de baixa tensão (BT) e de média tensão (MT).

FIGURA 4 – PROJEÇÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA BRASILEIRA



FONTE: EPE (2016).

Além da regulação dos projetos de P&D, a ANEEL tem a responsabilidade de fiscalizar as concessionárias de EE. Neste sentido foi criado os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) com 11 módulos que normalizam o funcionamento e o desempenho do sistema de distribuição. O módulo 8 do PRODIST, (ANEEL, 2018), apresenta procedimentos

relativos a qualidade de energia elétrica (QEE) em regime permanente. Para manter tais níveis, as concessionárias normalmente utilizam Regulador de Tensão (RT) instalados em série no sistema, para fazer a regulação da tensão na rede de distribuição, e utilizam Banco de Capacitores (BC) instalados em paralelo no sistema para fazer o suporte de potência reativa e controle do Fator de Potência (FP) da rede de distribuição, sendo que a diminuição do excedente de potência reativa também ajuda a regular a tensão de forma indireta.

Estes Equipamentos Compensadores da Distribuição (ECD)² de que estão alocados e operando no sistema foram dimensionados e instalados em suas localidades de acordo com o crescimento da demanda de energia elétrica, com o objetivo de corrigir os problemas de QEE causados por tal crescimento. Os ECD operam de forma coordenada com outros equipamentos de acordo com a estratégia de controle adotada pela concessionária, tal coordenação é comumente chamada de controle Volt/var. Entretanto, com o crescente aumento da inserção de GFV nos consumidores residências, comerciais, industriais e rurais conectados na rede de distribuição, faz com que a GFV interfira no desempenho do controle Volt/var existente, ocasionando a operação incorreta dos equipamentos. Logo, devido a possibilidade de controle da operação dos sistemas de GFV, as estratégias de controle Volt/var modernas já consideram GFV como mais um equipamento a ser otimizado.

Diante de todo este impacto causado pela GFV no sistema de distribuição de EE, esta dissertação irá abordar a fase de planejamento da rede de distribuição, na qual se busca a melhor localização e dimensionamento de RTs e BCs no sistema para atender os requisitos de QEE exigidos, considerando a inserção de GFV no sistema e que a mesma tenha capacidade de controle de despacho³.

1.1 OBJETIVOS

Os objetivos desta dissertação dividem-se em um objetivo geral e cinco objetivos específicos que norteiam o desenvolvimento deste trabalho, conforme estão apresentados nos tópicos a seguir.

² Ao longo deste trabalho os reguladores de tensão e os bancos de capacitores são considerados como equipamentos compensadores da distribuição

³ A palavra despacho neste trabalho, quando não especificado o tipo, refere-se à possibilidade de controle de geração de potência ativa e reativa por parte de uma unidade geradora de EE.

1.1.1 Objetivo Geral

Modelar o despacho de potência reativa diurno e noturno no sistema de geração fotovoltaica e verificar a sua influência na alocação simultânea de bancos de capacitores e de reguladores de tensão via algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo em redes de distribuição no nível de média tensão e baixa tensão.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Revisar a literatura sobre o planejamento de reativos em redes de distribuição;
- Modelar as equações necessárias para controle do despacho de potência reativa e do fator de potência do sistema de geração fotovoltaica em um fluxo de potência ótimo tradicional;
- Inserir no problema de otimização que realiza a alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão com a presença de geração fotovoltaica, previamente implementado em Lachovicz (2016), as equações que possibilitam o despacho de potência reativa da geração fotovoltaica;
- avaliar a metodologia desenvolvida através de cenários que consideram diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica e operação de bancos de capacitores automáticos;
- comparar os resultados entre os cenários elencando os principais impactos na alocação de equipamentos de compensação da distribuição e níveis de qualidade de energia elétrica.

1.2 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O problema de pesquisa abordado neste trabalho engloba o impacto do despacho de potência reativa (DPR) otimizado da GFV com o Fluxo de Potência Ótimo (FPO) modificado, na alocação de ECD na rede de distribuição em MT e BT operando em regime permanente.

1.3 JUSTIFICATIVA

A crescente inserção de GD exige adequado planejamento da operação da rede de distribuição e boa coordenação da geração, transporte e uso final. Isto requer a implantação de avanços tecnológicos e ferramentas de análise que possibilitem disponibilizar energia com maior qualidade, ou seja, maior confiabilidade, maior eficiência, menor custo e menor impacto ambiental.

Como citado anteriormente, a ANEEL utiliza os módulos do PRODIST para estabelecer padrões de qualidade para o sistema de distribuição. Na operação em regime permanente são especificados parâmetros para a tensão, FP, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variação de tensão de curta duração e variação de frequência. (ANEEL, 2018).

Assim, as concessionárias sofrem prejuízos quando não mantêm QEE devido as perdas elétricas causadas pelo custo de energia ativa não entregue, gerado pela dissipação por efeito Joule e suprimento de energia reativa, bem como por multas recebidas devido ao não cumprimento dos limites estabelecidos pela ANEEL.

Para se assegurar a qualidade do fornecimento de energia, as concessionárias utilizam dispositivos, tais como BCs e RTs, de modo a realizar um controle efetivo da tensão, da potência reativa, do fator de equilíbrio entre fases e do FP. No entanto, os benefícios fornecidos pela inserção desses dispositivos dependem da forma com que são inseridos dentro do sistema, ou seja, dependem da localização, capacidade e ajustes dos mesmos.

Muito já foi desenvolvido sobre este tema, sendo possível se encontrar na literatura, muitos trabalhos que realizam alocação ótima de ECD ao longo de redes de distribuição via uso das mais diversas técnicas metaheurísticas. No entanto, novas contribuições ainda são possíveis, como a inserção de GD baseada em sistemas fotovoltaicos que compensam o consumo de energia elétrica. Este tipo de geração, caso não seja monitorada, faz com que o FP da unidade consumidora caia, de forma que as distribuidoras passem a fornecer excedente de potência reativa, o que pode levar a possíveis realocações dos ECD conectados na rede. Entretanto, a tecnologia moderna de inversores de corrente permite, com o estabelecimento de um controle adequado, que a GFV produza potência reativa, semelhante aos BCs, através de adequados ajustes do FP operativo de inversores de corrente que estão acoplados nas GFV.

Tal ajuste possibilita o DPR mesmo nos momentos em que não há geração de potência ativa, ou seja, é possível utilizar os inversores para fornecer ou consumir potência reativa mesmo durante a noite. Este tipo de operação abre o caminho para muitas oportunidades no planejamento de reativo do sistema de distribuição que impactará significativamente o sistema, podendo até mesmo substituir a necessidade do uso de BCs nos alimentadores dependendo da intensidade de penetração de GFV.

Assim, pretende-se ampliar a análise que envolve a otimização da alocação de ECD de forma a se considerar a presença de GFV ao longo do dia inteiro, com possibilidade de fazer o DPR otimizado, a fim de se analisar o impacto da mesma no planejamento de reativos ao longo de alimentadores de distribuição com representação em média e baixa tensão e com o intuito de melhorar os níveis de QEE da rede de distribuição em termos de tensão em regime permanente e desvio de FP da SE.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em sete capítulos, sendo este Capítulo 1 o capítulo introdutório que teve como objetivo apresentar a contextualização e a delimitação do tema abordado nesta pesquisa, bem como a descrição dos objetivos de todo o trabalho.

O Capítulo 2 apresenta uma ampla revisão da literatura englobando todas as áreas que fazem parte deste trabalho, apresentando a evolução dos estudos de alocação ECD, o crescimento da presença de GD na rede de distribuição abordando principalmente seus impactos na rede, a relação deste tipo de geração com ECD e as abordagens utilizadas para o despacho de potência destes sistemas. Também, neste capítulo é apresentado o processo de seleção de portfólio bibliográfico utilizado neste trabalho para auxiliar na seleção de trabalhos com reconhecimento científico no setor.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica básica e consolidada das características pertinentes aos ECD, que tem como objetivo auxiliar na compreensão do funcionamento prático destes equipamentos. Já o Capítulo 4 apresenta uma fundamentação teórica relevante para o entendimento deste trabalho, com foco no DPR dos sistemas de GFV para realizar a compensação de potência reativa durante o dia e durante a noite na rede de distribuição, abordando as estratégias de controle

e o princípio de funcionamento que norteiam estes sistemas de GFV com esta abordagem.

O capítulo 5 apresenta a metodologia adotada para a execução da dissertação, detalhando todo o processo de modelagem do DPR dos sistemas de GFV com o intuito de minimizar o desvio de FP da SE, a modelagem utilizada nos AG para a alocação de ECD e para a realização dos estudos de FPO.

O capítulo 6 apresenta os resultados obtidos com o trabalho detalhando os impactos provenientes da penetração de GFV na rede antes da alocação de ECD e os impactos da penetração de GFV durante o processo de alocação de ECD. Por fim, o capítulo 7 apresenta as conclusões obtidas com o desenvolvimento do trabalho que, além de contribuir significativamente para um ramo de pesquisa ainda pouco abordado na literatura, identifica limitações de modelos que devem ser superados para permitir o completo entendimento dos impactos da forte penetração de sistemas de GFV no planejamento de reativos de redes de distribuição.

2 REVISÃO DA LITERATURA

O problema de alocação de BCs e RTs no sistema de distribuição de energia elétrica já é um assunto bastante discutido na literatura. Muitos trabalhos realizam a alocação ótima destes dispositivos reguladores de tensão ao longo de redes de distribuição via as mais diversas técnicas metaheurísticas, que buscam resolver o problema da melhor maneira possível.

Entretanto, por mais que esse assunto já tenha sido bastante discutido na literatura, a sua integração com GD, mais especificamente com GFV, ainda é escassa e, quando ocorre, geralmente são trabalhos que buscam a alocação de GFV e BC simultaneamente, estimação de parâmetros, técnicas de rastreamento do máximo ponto de energia e estudo de estratégias de controle Volt/var.

Já que inevitavelmente o aumento da inserção de GFV, principalmente na rede de BT não é feita por meio de alocações ótimas, mas sim, de acordo com o desejo de cada unidade consumidora de possuir um sistema de GFV, os impactos no planejamento de reativo do sistema ainda são incertos. Sendo assim, a integração do problema de crescimento de GFV não planejado, com possibilidade de controle do despacho, no universo de alocação de ECD é de extrema importância.

Desta forma, esse capítulo aborda os principais trabalhos realizados no assunto, primeiramente será apresentado o processo de seleção de portfólio bibliográfico adotado, na sequência será elencado os trabalhos referentes à alocação somente de BCs seguido dos trabalhos referente a alocação somente de RTs. Posteriormente são abordados os trabalhos que realizam alocação simultânea dos equipamentos e, por fim, os trabalhos referentes à GFV na rede de distribuição de energia elétrica no contexto de alocação de ECD, impactos na rede e despacho de potência em inversores.

2.1 PROCESSO DE SELEÇÃO DE PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

Apesar do tema principal desta dissertação consistir em estudar o impacto da penetração de GFV com controle de DPR na alocação de ECD, existem outros temas secundários que juntos compõem o tema principal. Dentre eles, têm-se os AG, o FPO, a alocação de BCs, a alocação de RTs, a alocação simultânea de BCs e de RTs e a penetração de GFV na rede distribuição.

Devido à quantidade de temas secundários abordados, resolveu-se por utilizar um método de busca estruturada de forma a contemplar minimamente uma revisão bibliográfica de cada tema com trabalhos que apresentem reconhecimento científico já aferido. Para atingir este objetivo, foi utilizado como base o processo de seleção aplicado em Ensslin *et al.* (2014). Este processo é muito abrangente e demorado, consiste primeiramente na escolha do portfólio bibliográfico seguido de uma análise bibliométrica dos trabalhos selecionados. Deste processo, de maneira experimental, optou-se por realizar apenas o processo de escolha do portfólio bibliográfico seguindo as seguintes etapas:

- definição dos eixos de pesquisa e das palavras-chave;
- busca de artigos em base dados com a combinação das palavras-chave para montar o banco de dados bruto;
- leitura do título dos artigos presente no banco de dados bruto excluindo os trabalhos que não apresentam aderência aos temas abordados;
- definição da representatividade científica de interesse e leitura do resumo dos artigos excluindo os trabalhos que não apresentam aderência aos temas abordados;
- utilização dos trabalhos restantes como portfólio bibliográfico desta dissertação.

Conforme mencionado, o ponto de partida deste processo consiste na definição dos eixos de pesquisa e das palavras-chave. Ao todo foram definidos três eixos de pesquisas, o primeiro eixo de pesquisa é intitulado de Estudo da Distribuição que busca contemplar os métodos de solução utilizados para resolver problemas relacionados com redes de distribuição.

O segundo eixo de pesquisa é intitulado de Equipamentos da Distribuição e busca contemplar os equipamentos que estão conectados na rede distribuição e desempenham funções importantes para o sistema e, por fim, o terceiro eixo de pesquisa é intitulado de Controle da Distribuição e tem como objetivo contemplar estratégias de controle utilizadas na operação da rede de distribuição.

A união destes três eixos de pesquisa resulta em um eixo global intitulado Estudo, Equipamentos e Controle da Distribuição que será obtido ao fim do processo de seleção de portfólio bibliográfico. A TABELA 1 apresenta a definição das palavras-

chave, bem como as combinações utilizadas na pesquisa. Destaca-se que a busca foi realizada utilizando as palavras-chave em língua inglesa.

TABELA 1 – DEFINIÇÃO DOS EIXOS DE PESQUISA E DAS PALAVRAS-CHAVE PESQUISADAS

Eixo de Pesquisa	Palavras-Chave	Tradução em Língua Inglesa
Estudo da Distribuição	Fluxo de Potência Ótimo	<i>Optimal Power Flow</i>
	Algoritmos Genéticos	<i>Genetic Algorithm</i>
Equipamentos da Distribuição	Banco de Capacitores	<i>Capacitor Bank</i>
	Geração Fotovoltaica	<i>Photovoltaic</i>
Controle da Distribuição	Controle de Reativo	<i>Var Control</i>
Combinações Pesquisadas		
<i>Genetic Algorithm & Capacitor Bank</i>		
<i>Genetic Algorithm & Photovoltaic</i>		
<i>Optimal Power Flow & Capacitor Bank</i>		
<i>Optimal Power Flow & Photovoltaic</i>		
<i>Var Control & Capacitor Bank</i>		
<i>Var Control & Photovoltaic</i>		
<i>Capacitor Bank & Photovoltaic</i>		

FONTE: O autor (2018).

A pesquisa com cada combinação de palavras-chave em língua inglesa foi realizada com o auxílio do software *Publish or Perish*⁴ desenvolvido por Harzing (2007). Este software permite a realização de buscas bibliográficas de diversas maneiras possíveis, sendo que para esta dissertação foi definido como premissa a pesquisa das combinações de palavras-chave em qualquer documento, utilizando como base de dados a plataforma de pesquisa acadêmica *Google Scholar*, com até 10 anos de publicação, ou seja, na faixa entre 2007 e 2017.

Por padrão o *software* monta um banco de dados contendo 1000 documentos por busca ranqueados de forma decrescente de acordo com o número de citações. Ao final do processo obteve-se um banco de dados bruto contendo 7000 trabalhos de tipos variados, como artigos de periódicos, artigos de congresso, livros, teses, entre outros.

Como foram utilizadas as mesmas palavras-chave combinadas entre os eixos de pesquisa para formar o banco de dados bruto, alguns trabalhos podem ter repetições. Sendo assim, todos os trabalhos repetidos, ou seja, aqueles trabalhos que

⁴ *Publish or Perish* é um software que têm por objetivo aquirir e analisar citações acadêmicas com várias métricas de citação. Maiores informações disponíveis em <http://www.harzing.com/pop.htm>. Acesso em 12/03/2018.

apresentam o mesmo título foram eliminados do banco de dados bruto restando assim, 5771 trabalhos sem duplicatas no banco de dados bruto.

Dando sequência no processo de seleção de portfólio bibliográfico, foi realizada a leitura de títulos dos trabalhos presentes no banco de dados bruto sem duplicadas, com o objetivo de manter apenas os trabalhos que apresentem o título alinhado com pelo menos um dos temas abordados nesta dissertação, sendo os demais trabalhos excluídos do banco de dados. Esta etapa de leitura de títulos reduziu significativamente a quantidade de trabalhos presentes no banco de dados, ao todo restaram 884 trabalhos com títulos alinhados no banco de dados.

Estes 884 trabalhos foram divididos em dois grupos de acordo com sua representatividade científica. Para isso, foi utilizada a informação da quantidade de citações total que cada trabalho possui conforme fornecido pelo *software Publish or Perish*. Ao todo, os 884 trabalhos acumularam um total de 11.714 citações, sendo assim foi definido como representatividade de reconhecimento científico os trabalhos que apresentam 90% das citações, ou seja, 10.543 citações. Desta forma, observou-se que apenas 274 trabalhos que se enquadram nesta representatividade, enquanto que os demais 610 trabalhos representam apenas 10% das citações.

Com isso, o processo continuou com a leitura dos resumos dos 274 trabalhos enquadrados no grupo com representatividade científica, sendo que os trabalhos com resumos não alinhados com um dos temas dessa dissertação foram excluídos.

De forma a não desprezar trabalhos recentes que porventura não tiveram tempo de obter reconhecimento científico, foi considerado a leitura dos resumos dos 610 trabalhos do grupo sem reconhecimento que continham menos que dois anos de publicação ou que apresentavam algum conteúdo de interesse para a pesquisa.

Por fim, após a execução de todo este processo de seleção de portfólio bibliográfico, restaram ao todo 44 artigos divididos da seguinte forma:

- 17 artigos que abordam a alocação de BC;
- 12 artigos que abordam a GFV na rede de distribuição;
- 15 artigos que abordam o DPR na GFV.

Além destes artigos encontrados durante este processo, outros trabalhos também foram utilizados como referência desta dissertação devido ao conhecimento prévio do tema obtido em Lachovicz (2016).

2.2 ALOCAÇÃO DE BCs

A alocação de BCs é um tema discutido desde a década de 50 até os dias de hoje, são milhares de trabalhos existentes na literatura com as mais variadas abordagens e métodos de solução. Diante de tamanho acervo, existem alguns trabalhos dedicados a resumir e comparar os métodos existentes, dentre eles pode-se citar Ng, Salama e Chikhani (1997) que apresentam um resumo da aplicação de técnicas de inteligência artificial (IA) no controle e alocação de BCs, Mekhamer *et al.* (2002) que apresentam uma classificação das técnicas utilizadas e Aman *et al.* (2014) que além de apresentarem um resumo mais recente do estado da arte, apresentam um estudo comparativo entre seis métodos diferentes.

Os métodos propostos de solução da alocação de BCs ao longo do tempo podem ser divididos em quatro categorias, métodos analíticos, métodos de programação numérica, métodos heurísticos e métodos baseados em IA. Em todas as categorias o objetivo principal é a redução das perdas, mas muitos trabalhos também visam melhorar o perfil de tensão, diminuir a queda de tensão ao longo do alimentador, melhorar o lucro com os sistemas, minimizar o custo de instalação, entre outros, conforme a abordagem desejada.

2.2.1 Evolução da Alocação de BCs

Os métodos analíticos foram os primeiros a serem propostos para a solução da alocação de BC no sistema de distribuição e consistem em algoritmos baseados em cálculos tradicionais e baseados em simplificações que não representam a realidade do sistema, tais como: considerar todos os alimentadores com o mesmo modelo de condutores e carga uniforme.

Dos trabalhos que empregam métodos analíticos pode-se citar Cook (1959) que analisou a alocação de BC através de curvas de referência de carga reativa e Chang (1969) que estudou a aplicação do BC para realizar também controle de tensão. Grainger e Lee (1981) apresentaram uma formulação mais realística da rede em estudo, no qual a rede equivalente é normalizada considerando diferentes tipos de condutores e cargas distribuídas não uniformemente, desta forma os resultados obtidos são mais assertivos.

Entretanto, uma desvantagem destes métodos analíticos é que a localização e a potência dos BCs calculados podem não refletir valores padrões reais, logo o arredondamento destes valores pode gerar situações de sobretensões e aumentar as perdas.

Com o avanço computacional, aumentou a proposição de métodos de programação numérica. Estes métodos consistem em técnicas iterativas, com o objetivo de maximizar ou minimizar uma função objetivo, resolvido através de operações aritméticas respeitando um conjunto de restrições.

Dentre os trabalhos que aplicam tais métodos pode-se citar o trabalho de Durán (1968) que utilizou uma abordagem através de programação dinâmica desconsiderando o problema de controle de tensão para propor algoritmos de solução com a desejada propriedade Markoviana, Baran e Wu (1989) que utilizaram uma abordagem de programação não linear inteira mista considerando restrições de tensão para resolver o problema em duas etapas: a primeira etapa definida como problema mestre identifica a localização do BC e a segunda etapa definida como problema escravo define o tipo e a potência do BC. Ainda mais recente pode-se citar o trabalho de Nojavan, Jalali e Zare (2014) que utilizaram uma abordagem de programação não linear inteira mista para solução do problema em redes de distribuição radiais e malhadas.

As técnicas de programação numérica atrelado com o desenvolvimento computacional apresentaram um avanço na qualidade dos resultados obtidos sendo possível representar o sistema com mais fidelidade que os métodos analíticos. Entretanto, quanto mais fiel a realidade maior a dimensão do problema e quanto maior o número de variáveis para análise mais demorado o processo de busca da solução. Desta forma, foram desenvolvidos os métodos heurísticos que segundo Ng, Salama e Chikhani (2000). baseados em experiência e julgamento que apontam a uma sugestão de solução do problema, reduzindo o espaço de busca.

Tais trabalhos utilizam a chamada análise de sensibilidade para encontrar as barras com maiores chances de receberem BCs, alguns autores organizaram as barras em ordem descendente de sensibilidade enquanto outros desprezaram as barras menos sensíveis. Abdel-Salam, Chikhani e Hackam (1994) utilizaram análise de sensibilidade baseada no impacto causado pela corrente de carga reativa nas perdas do sistema, as barras com maior impacto são selecionadas. Já Bala, Kuntz e

Pebles (1997) utilizaram análise de sensibilidade baseada na variação de perdas do sistema em relação à variação de potência reativa.

Silva *et al.* (2008) apresentaram um algoritmo heurístico construtivo com base em análise de sensibilidade de multiplicadores de Lagrange, potência reativa e magnitude de tensão proveniente da solução de um FPO de pontos interiores. A modelagem é baseada no problema de otimização não linear inteira mista utilizando a função sigmóide para representar as variáveis inteiras. Devabalaji, Ravi e Kothari (2015) além de utilizarem a análise de sensibilidade baseada na variação das perdas em relação à variação de potência reativa, também utilizaram sensibilidade baseada na tensão da barra.

Ainda neste contexto de análise de sensibilidade pode-se citar o trabalho de Lachovicz *et al.* (2014) que utilizaram análise de sensibilidade baseada na variação de tensão das barras do sistema com relação à variação de potência na barra candidata, priorizando as barras com maior influência no sistema inteiro.

Os métodos heurísticos de análise de sensibilidade, segundo Ng, Salama e Chikhani (2000), são intuitivos, fáceis de entender e de simples aplicação em comparação com os métodos analíticos e de programação numérica, entretanto, não oferecem garantia de otimalidade. Desta forma, tais métodos são utilizados em conjunto com outras técnicas, principalmente com técnicas de IA conforme apresentado em alguns dos trabalhos já citados.

2.2.2 IA Aplicada na Alocação de BCs

Uma grande dificuldade na solução de problemas não lineares é encontrar o ótimo global, pois existe sempre a possibilidade de o resultado obtido pertencer a um ótimo local dependendo do ponto inicial de solução. As técnicas de IA são uma classe especial de métodos heurísticos que utilizam algoritmos de busca baseados em comportamentos da natureza, que de certa forma, buscam evitar este tipo de problema.

Existem diversas técnicas de solução propostas para o problema de alocação de BCs utilizando IA. Segundo Ng, Salama e Chikhani (2000) a escolha do método depende do problema a ser resolvido, da complexidade do problema, da exatidão desejada dos resultados e da praticidade de implementação.

Uma das técnicas amplamente utilizada devido a sua facilidade de aplicação são os AG. Esta técnica utiliza o modelo de evolução biológica que atua sobre uma população de indivíduos que são possíveis soluções do problema. Dentre os trabalhos que utilizam esta técnica pode-se citar Iba (1993), Sundherarajan e Pahwa (1994), Ellithy, Al-Hinai e Moosa (2008), Swarnkar, Gupta e Niazi (2010), Lachovicz *et al.* (2014).

Entretanto, quando aplicado em sistemas de grande porte os AG requisitam esforços computacionais significativos que reduzem a sua efetividade. Dessa forma existem vários métodos rápidos propostos baseados na redução do espaço de busca dos AG ou baseados em micro AG, conforme abordado em Carpinelli *et al.* (2010).

Além desta técnica de AG, ainda são encontradas diversas propostas de IA na literatura inspiradas nas mais diversas formas de comportamentos presentes na natureza e no dia a dia. Em Huang *et al.* (2008) é utilizado um algoritmo imune de dois estágios, baseado no mecanismo de defesa de um hospedeiro contra uma infecção, para resolver quatro FOs restritas modeladas com conjuntos nebulosos para representar a natureza imprecisa de cada FO: minimizar custos de instalação dos BCs; minimizar as perdas de potência ativa; minimizar o desvio de tensão das barras e maximizar a margem de capacidade dos alimentadores e transformadores.

Das (2008) que utilizou uma combinação lógica nebulosa com AG, Ladjavardi e Masoum (2008) utilizaram AG em conjunto com logica nebulosa para resolver o problema de alocação de BCs na presença de harmônicos de corrente e de tensão, considerando restrições operacionais e de QEE e minimizando os custos de perdas de energia ativa, os custos dos BCs e custo correspondente à perda de potência. Nesse mesmo escopo Taher, Karimian e Hasani (2011) resolveram este problema utilizando otimização por enxame de partículas.

Seifi e Hesamzadeh (2009) utilizaram uma combinação de conjuntos nebulosos, encaminhamento atualizado e os AG para realizar a alocação de BCs. Os conjuntos nebulosos e o encaminhamento atualizado são utilizados para encontrar a barra candidata a receber o BC que apresenta o menor valor da FO, enquanto que os AG são utilizados para otimizar os pesos da FO.

Em Godoi, Aoki e Fernandes (2009) foi alocado BCs na rede de primária e secundária por meio dos AG e, além dos elementos clássicos de otimização, utilizou uma análise de viabilidade econômica baseado no valor presente líquido, taxa interna de retorno e tempo de retorno simples.

Muthukumaran *et al.* (2011) que utilizaram sistema especialista nebuloso e otimização de enxame de partículas, Tabatabaei e Vahidi (2011) que utilizaram otimização de busca de alimento de bactérias baseado em lógica nebulosa. Rao, Narasimham e Ramalingaraju (2011) utilizaram algoritmo de simulação de crescimento de planta. Da raiz cresce um tronco, do tronco crescem ramos e dos ramos crescem outros ramos até que a planta esteja formada. Singh e Rao (2012) utilizaram otimização por enxame de partículas que foi inspirado no comportamento de bandos de pássaros durante seu voo.

Kavousi-Fard e Niknam (2013) utilizaram uma técnica auto adaptativa modificada baseada no acasalamento de abelhas para resolver o problema de alocação, além de considerar conjuntos de teorias nebulosas para normalizar as FOs na mesma base e também utiliza uma técnica de agrupamento nebuloso para prevenir o crescimento excessivo da memória externa de armazenamento de soluções.

Kaur e Sharma (2013) que utilizaram otimização de enxame de partículas com método de colônia de formigas inspirado no comportamento natural das formigas que tem habilidade de traçar rotas de recolhimento de alimentos até o ninho. El-Fergany (2013) utilizou um algoritmo de evolução diferencial e busca padronizada para alocar BCs reduzindo os custos de operação anual do sistema minimizando as perdas de potência ativa e melhorando o perfil de tensão das barras.

Rani, Subrahmanyam e Sydulu (2013) utilizaram um algoritmo de busca de harmonia auto adaptativo que conceitualiza o processo musical de buscar o perfeito estado de harmonia através do improviso realizado pelo músico. Xu *et al.* (2013) apresentaram um método para alocar BCs diretamente na rede secundária de baixa tensão em transformadores de distribuição para reduzir as perdas de potência. Para isso, o problema foi formulado como um modelo de programação inteira mista maximizando o valor presente líquido do projeto de instalação dos BCs minimizando os custos em diferentes aspectos.

Abdelaziz e El-Fergany (2014) utilizaram um algoritmo de enxame de partículas acelerado para resolver o problema de alocação de BCs e fazem uma análise de sensibilidade para definir as barras candidatas, baseado nas perdas de potência ativa, para melhorar o índice de estabilidade de tensão do sistema e maximizar a economia líquida dos custos do sistema.

Ramadan *et al.* (2014) utilizaram a técnica de raciocínio nebuloso que é resultante do raciocínio e do pensamento humano utilizando conceito de solução

parcial para um conjunto definido de solução, por exemplo, podem existir várias soluções entre zero e um.

Sultana e Roy (2014) utilizaram otimização baseada em ensino e aprendizagem de uma aula no qual os alunos melhoram suas notas aprendendo do professor e compartilhando informação entre si, este método utiliza pouca computação matemática o que o faz ser bem mais rápido em comparação a outros. El-Fergany (2014) utilizaram algoritmo de colônia artificial de abelhas que simula o inteligente comportamento de busca de alimento baseado na auto-organização, adaptação e divisão de trabalho desses animais com o intuito de maximizar a economia anual e melhorar o índice de estabilidade estática de tensão do sistema.

Haldar e Chakraborty (2015) utilizaram algoritmo cultural modificado que segue a evolução sociocultural de uma civilização, no qual a fonte de conhecimento é definida como espaço de crença e a população da sociedade é definida como o espaço de população, sendo que estes dois espaços são atualizados por uma função de influência e uma função de aceitação.

Chiou e Chang (2015) utilizaram o algoritmo CODEQ (baseado em conceitos de busca caótica, aprendizado baseado em oposição e mecânica quântica) junto ao conceito de evolução diferencial para o problema de alocação. Devabalaji, Ravi e Kothari (2015) utilizaram algoritmo de otimização baseado no processo de busca de alimento pelas bactérias. Injeti, Thunuguntla e Shareef (2015) além do algoritmo de busca cuco utilizaram o algoritmo morcego, baseado no comportamento de ecolocalização dos morcegos.

Mohammedi *et al.* (2015) utilizaram otimização baseada em biogeografia que é inspirado no processo de imigração, emigração e mutação das espécies de determinados habitats. Shuaib, Kalavathi e Rajan (2015) utilizam algoritmo de busca gravitacional que é baseado na lei da gravitação e interação das massas. Devabalaji, Yuvaraj e Ravi (2016) utilizam o algoritmo de busca cuco, inspirado na estratégia de reprodução dos cucos que é baseado no estilo de vida deste pássaro.

Abdelaziz, Ali e Abd Elazim (2016) utilizaram algoritmo de polinização de flor baseado na polinização realizada por um polinizador como pássaros, insetos, vento e água ou através de autopolinização no qual a flor passa o pólen para outra flor na mesma planta com propósito de obter a melhor reprodução de plantas. Gnanasekaran *et al.* (2016) utilizaram algoritmo de otimização de olfato de tubarão que é inspirado

no superior comportamento de caça dos tubarões e suas habilidades de sentir o odor da presa mesmo à milhas de distância.

Para Onaka *et al.* (2017) a alocação de BCs considerando apenas as restrições de distorções harmônicas de corrente e de tensão não suficientes para identificar problemas específicos nos BCs de ressonância harmônica. Com isso, os autores propõem uma metodologia baseada no uso de um indicador de ressonância para análise *a posteriori* da alocação realizada por uma variação dos AG denominada de AG de ordenação não dominada.

2.3 ALOCAÇÃO DE RTs

Diferentemente do problema de alocação de BCs existem poucos trabalhos divulgados para alocação de RTs. O objetivo da alocação de RT consiste basicamente em identificar o trecho do sistema onde se deve instalar RTs a fim de melhorar o perfil de tensão do sistema, que por consequência reduz as perdas, com o menor custo de instalação e a menor quantidade de equipamentos.

Dentre alguns trabalhos que buscam resolver este problema pode-se citar Safigianni e Salis (2000) e Pereira e Castro (2009) resolveram o problema em duas etapas, na primeira identificam os caminhos críticos do sistema através do cálculo do fluxo de potência. Para cada caminho crítico alocam um RT no fim do trecho e testam a posição do RT ao longo deste caminho até chegar à barra da SE, escolhendo a localização que apresentou o melhor resultado. Na segunda etapa buscaram reduzir o número de equipamentos alocados buscando instalar o RT em trechos comuns entre dois caminhos críticos.

Mendoza *et al.* (2007) realizou a alocação de RT utilizando micro AG para a minimização das perdas de potência ativa e violação de limites de tensão. Uapathi Reddy *et al.* (2012) estudaram a alocação de RT em redes de distribuição radiais desbalanceadas, onde primeiramente foi utilizado uma análise de sensibilidade para identificar as linhas com maiores índices de perda de energia que são candidatas para receberem RT, posteriormente o problema passou a ser de seleção do *tap* do RT que foi resolvido pelo método de otimização de enxame de partículas.

Dolli e Jangamshetti (2012) utilizara dois algoritmos de solução, o primeiro é o mesmo apresentado em Safigianni e Salis (2000) e o segundo algoritmo foi baseado na alocação por distância, onde se identifica as barras que ultrapassam limites de

tensão, as quais são organizadas em ordem crescente de distância da SE. O RT é então alocado no trecho mais próximo da SE e caso não seja possível controlar o perfil de tensão do sistema, é verificado a possibilidade de remanejá-lo ou alocar outro RT, esta abordagem tenta reduzir a quantidade de RTs iniciais o máximo possível.

Em De Lima, Clemente e De Almeida (2016) é utilizado uma abordagem de decisão multicritério baseado em um modelo aditivo com veto para a alocação de RTs com o intuito de minimizar as perdas. Os autores utilizam sete critérios abrangendo aspectos regulatórios e comerciais para ranquear as possíveis localidades para a alocação. Diferentemente dos demais trabalhos que realizam a alocação ao longo dos alimentadores de distribuição, este trabalho realiza o processo de decisão multicritério para escolher qual a subestação mais indicada para receber um RT.

No trabalho de Visali, Srinivasan e Sreenivasulu (2016) e no trabalho de Salkuti e Lho (2016) é proposto dois algoritmos para realizar a alocação e ajuste de *tap* do RT minimizando as perdas, a violação de tensão e a quantidade de RTs necessários. Os métodos propostos consistem em um algoritmo de rastreamento reverso e o segundo consiste em um algoritmo baseado em lógica nebulosa. Segundo os autores o segundo método apresentou os melhores resultados.

Mais recente neste contexto pode-se citar Muthukumar *et al.* (2018) que utilizam o algoritmo artificial de colônia de abelhas para a alocação de RT e determinar a posição ótima do *tap* para minimizar as perdas de potência da rede. Os autores também utilizam neste trabalho um indicador baseado em perda de potência para identificar as barras candidatas para a alocação.

Por fim, com intuito de minimizar as perdas de potência ativa e os custos de instalação e manutenção de RTs, o trabalho de Attar *et al.* (2018) busca realizar a alocação pro meio de AG para determinar a quantidade, localização de capacidade dos RTs, enquanto que a posição do *tap* é determinada por meio de controladores locais alimentados pelo valor de tensão das barras com RT instalados.

2.4 ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BCs E RTs

Conforme visto nos trabalhos apresentados, a alocação de BCs na rede de distribuição é feita com o objetivo de aliviar o carregamento de potência reativa do sistema o que contribui para a redução das perdas do sistema, melhora do FP da SE e leve melhora no perfil de tensão do sistema. A alocação de RTs por sua vez é feita

com o objetivo de melhorar o perfil de tensão do sistema o que contribui para a redução das perdas.

Tais características refletem a importância da presença desses equipamentos na rede de distribuição, existindo trabalhos que buscam otimizar a alocação de ambos os dispositivos. Alguns trabalhos realizam a alocação de forma separada como Attia (2008), no qual primeiramente foi alocado RT para obter os melhores benefícios para o padrão de carga do consumidor e reduzir as perdas controlando o perfil de tensão do sistema, posteriormente foi alocado BC para reduzir mais as perdas e melhorar a estabilidade de tensão da barra. Ambos os processos foram resolvidos com técnicas de programação não linear.

Abdelaziz, Mekhamer e Nada (2010) também resolveram o problema de forma separada, primeiramente é definido o conjunto de barras que devem receber BC através de um método especialista nebuloso e então todas as possibilidades são testadas, o BC é alocada na barra com a potência que apresentou o melhor resultado. Com esse BC alocado outro é testado nas barras restantes até que todas as barras candidatas tenham sido contempladas. Após esse processo o RT é alocado na barra mais próxima da SE que apresenta desvio inferior ao limite mínimo de tensão. Se mesmo assim existam barras com desvio do limite inferior de tensão outro RT é alocado até que não haja mais barras violadas.

Dos trabalhos que utilizam alocação simultânea pode-se citar Carpinelli *et al.* (2006) que utilizaram FPO trifásico e AG para resolver o problema de alocação tendo como objetivo principal a minimização de harmônicos. Madruga e Canha (2010) utilizaram o método da soma das correntes para o cálculo do fluxo de carga e AG para o processo de otimização.

Ziari, Ledwich e Ghosh (2011) utilizaram um método de otimização híbrida com otimização via enxame de partícula discreta e AG. A metodologia foi testada em 3 casos diferentes, o primeiro alocando somente com BC, o segundo alocando somente RT e o terceiro com alocando ambos e também destacaram a importância de considerar estes dois dispositivos no processo de alocação e otimização.

Szuovovivski, Fernandes e Aoki (2012) utilizaram AG para resolver o problema de alocação simultânea e utilizaram o FPO que além de determinar o estado em regime permanente do sistema, permite determinar o melhor *tap* do RT que minimiza a função objetivo do FPO. Franco *et al.* (2013) propôs resolver a alocação de BC e RT

através de um modelo de programação linear inteira mista, no qual as equações em regime permanente do sistema foram linearizadas. Por fim,

Pereira, Fernandes e Aoki (2015) utilizaram enxame de partículas binária para resolver o problema de alocação e o *software* OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência que também determina a operação dos BCs e RTs alocados. Neste trabalho também é realizado a comparação da alocação em redes com representação monofásica e trifásica, no qual os autores concluem que a representação trifásica apresenta resultados diferentes com BCs maiores e maior quantidade de RTs, além de mudar a localização dos ECD.

Lachovicz e Fernandes (2016) utilizaram FPO para resolver o problema elétrico e determinar o *tap* dos RTs minimizando o desvio de tensão especificado, enquanto que os AG foram usados para resolver o problema de alocação simultânea minimizando além das FOs clássicas, o desvio de FP da SE. Lebid *et al.* (2017) resolveu o problema de maneira similar ao anterior, ou seja, utilizando FPO e AG. Entretanto este trabalho aborda o problema da estabilidade de tensão do sistema. Dessa forma, além das FOs clássicas, a alocação buscou melhorar o índice de estabilidade de tensão do sistema. Pereira, Fernandes e Aoki (2018) utilizam otimização por exame de partículas para resolver o problema de alocação de ECD em redes de distribuição trifásica desbalanceada e monofásica.

Conforme visto, nas referências a maioria dos trabalhos de alocação simultânea utilizam AG para solução do problema, o que demonstra a boa eficiência deste método para tratar este tipo de problema.

2.5 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os primeiros trabalhos referentes à GD procuraram demonstrar os benefícios do ponto de vista econômico, ambiental e operacional deste tipo de geração no sistema elétrico de potência, conforme apresentado no capítulo 1.

Vários outros trabalhos comprovam esses benefícios da GD através de simulações como Mahmoud e Abdel-Akher (2010) que realizaram uma análise da conexão eólica e fotovoltaica nos sistemas de distribuição desbalanceados, onde se percebe que a GD de fato contribui para a redução das perdas e melhora no perfil de tensão do sistema, entretanto outras análises como a qualidade de energia elétrica não foram realizadas.

Tais benefícios incentivaram o desenvolvimento de estudos no planejamento do sistema de distribuição que visam além de alocar BC ou RT, alocar a GD e aplicar estratégias de despacho de forma a obter os melhores benefícios.

2.5.1 Aplicação de GD no Problema de Alocação de BC

Semelhantemente ao problema de alocação de BC, a alocação de GD, apesar de ser um assunto recente, já está bastante discutida na literatura com diversas abordagens e aplicações. A abrangência deste tema também pode ser encontrada em artigos especializados em realizar a revisão bibliográfica do tema, como por exemplo, Tan *et al.* (2013) que apresentaram uma revisão das técnicas utilizadas para a alocação de GD na rede abordando desde técnicas convencionais até sistemas híbridos de inteligência artificial, apresentando quadros comparativos destacando as vantagens e desvantagens de cada método, bem como as FOs otimizadas.

Yadav e Srivastava (2014) apresentaram na sua revisão a definição do conceito GD, dos tipos convencionais e não convencionais de GDs, das tecnologias usadas nas GDs e por fim, do propósito do uso de GD. Dentro eles, são apresentados trabalhos que alocaram GD para minimizar as perdas de potência ativa, melhorar o perfil de tensão, a estabilidade de tensão, a confiabilidade do sistema e a QEE.

Ainda sobre o escopo de revisão bibliográfica, os trabalhos de Prakash e Khatod (2016) e de Zubo *et al.* (2017) apresentaram a mais recente e completa revisão sobre o tema abrangendo métodos variados de alocação.

Apesar de todo este acervo de trabalhos que fazem a revisão bibliográfica da alocação de BCs e GDs, constata-se que poucos são os trabalhos que investigam a alocação de BC e RT na presença de GD, pois a massiva maioria trabalha com a alocação simultânea de GD com BC.

Dentre os trabalhos que realizaram estes estudos de alocação simultânea de GD e BC pode-se citar Carpinelli *et al.* (2010) que apresentaram um trabalho bem interessante sobre a alocação simultânea de GD, BC e sistemas de armazenamento de energia (SAE) utilizando AG. Enquanto que o FPO resolvido via método de programação sequencial quadrática foi usado para definir os ciclos de carga e descarga do SAE e a quantidade de potência reativa que a GD, o SAE e o BC devem fornecer para sistema.

Wang e Zhong (2011) estudaram a alocação de GD e a alocação de BC de forma separada com o uso de FPO. Primeiramente foi alocada uma unidade de GD no sistema e posteriormente, feita a alocação de 2 a 8 BCs dependendo do caso simulado. Nesse trabalho, os autores concluíram que a alocação estratégica de GD tem forte influência na melhoria do perfil de tensão do sistema e a alocação de BC em barras adjacentes contribui para melhorar ainda mais o perfil de tensão.

Franco *et al.* (2011) que utilizaram a abordagem de programação linear inteira mista para resolver o problema de alocação de BCs na rede de distribuição radial considerando a presença de GD, que foi modelada como geração fixa em uma barra escolhida, cuja potência ativa e reativa gerada depende do FP e dos limites de geração estabelecidos.

Segundo Taher e Bagherpour (2013) é provável que a GD que utiliza dispositivos de eletrônica de potência para transferir potência para rede amplifique o nível de distorção harmônica total da rede e que a alocação de BC sem considerar a distorção harmônica da rede pode amplificar e propagar estas harmônicas deteriorando a qualidade do sistema. Com isso eles utilizaram um método híbrido de otimização com colônia de abelhas e AG junto com um algoritmo de fluxo de carga harmônico trifásico, mantendo o nível de tensão e de distorção harmônica total dentro dos limites com e sem GD. Para todos os casos a GD foi modelada como geração constante de 100 kW e FP de 0,89 indutivo.

Kanwar *et al.* (2015) propuseram uma versão melhorada de AG, otimização por enxame de partículas e otimização por enxame de gataria, que imita o comportamento dos gatos, para realizar a alocação simultânea de GD genérica e BC em sistemas considerando a variação de carga para maximizar a redução das perdas de energia anual e melhorar o perfil de tensão das barras utilizando um fator de penalidade. Após a alocação, ainda é verificado a reconfiguração do sistema com o objetivo de minimizar as perdas.

Mais recente neste contexto Doostan *et al.* (2016), diferentemente dos demais trabalhos já citados, consideraram além das FOs clássicas, melhora do FP da demanda total do sistema. A alocação de BC e GD neste trabalho foi realizada por um esquema baseado no ranqueamento de barras de acordo com a magnitude de tensão para reduzir o espaço de busca e, então, os equipamentos foram alocados verificando a melhoria resultante na rede. Assim, as barras que apresentaram maiores melhorias recebem os equipamentos de acordo com a quantidade que se pretende alocar.

Pereira *et al.* (2016) utilizaram o algoritmo de busca tabu para encontrar a melhor localização do BC e do GD e o tipo da GD no sistema e utilizaram AG e um FPO responsável por encontrar o despacho de potência da GD, o tipo do BC e o sistema de operação do BC. Nesse trabalho, a GD foi modelada considerando que a mesma pertence à concessionária e que ela pode produzir potência reativa apenas quando está produzindo potência ativa, a GD pode ser do tipo despachável, com completo controle de geração ativa e reativa, ou estocástica, com injeção máxima no sistema da produção de potência ativa e controle da geração reativa através do FP.

O trabalho de Kayal e Chanda (2016) apresentou uma abordagem estratégica para reforço de GFV e de geração eólica não despachável considerando FP unitário e de BC em um sistema com pesado crescimento de carga. A geração intermitente das energias renováveis foi quantificada com funções de distribuição de probabilidade pertinentes. Nesse trabalho, foi utilizado um algoritmo de otimização multiobjetivo de enxame de partículas que definiram um conjunto de soluções não dominantes possíveis, na qual uma decisão baseada em lógica nebulosa identifica a solução não dominante ótima buscando minimizar além de funções padrões, a emissão de CO₂.

Por fim, Biswas *et al.* (2017) utilizaram um algoritmo evolucionário multiobjetivo baseado na decomposição para a alocação de BC e GD na rede de distribuição. O diferencial deste trabalho em relação aos demais é que a otimização foi feita para reduzir as perdas e para reduzir o fluxo de potência reativa líquida do sistema. Sendo assim, o controle do fluxo de potência reativa permite, além de ajudar a minimizar as perdas de potência ativa, maximizar a capacidade de fluxo de potência ativa e melhorar o FP do sistema apenas com a redução das perdas.

2.5.2 Impactos da Penetração de GFV na Rede de Distribuição

Embora haja benefícios comprovados da utilização de GD na rede de distribuição, muitos trabalhos apontam impactos negativos da alta penetração de GD na distribuição, mais especificamente a tecnologia de GFV, pois é a que mais apresenta viabilidade para ser instalada junto às unidades consumidoras. Com isso existe a tendência de existir uma alta penetração deste tipo de geração na rede de distribuição no futuro. Desta forma a maioria dos estudos referente a impactos da GD na rede de distribuição é referente à GFV, abordado em sua maioria por meio de simulações e algumas vezes com aplicações em campo.

O trabalho de Kow *et al.* (2016) apresentou uma revisão da literatura referente às causas e aos impactos causados na qualidade de energia devido à conexão de GFV na rede de distribuição e posteriormente as estratégias propostas para mitigar tais problemas. Por exemplo, a inserção de GFV afeta diretamente na qualidade de energia elétrica com eventos de flutuação de tensão devido à flutuação de injeção de potência ativa, alta componente harmônica na corrente, distorção harmônica provocada pelo chaveamento de inversores, queda do FP na unidade consumidora e no sistema, flutuação de frequência devido ao desbalanceamento entre geração e carga que pode ocorrer intermitentemente devido a flutuação de injeção de potência ativa, sobretensão em momentos de máxima geração ou desligamento de grandes cargas, queda de tensão de curta duração persistente no sistema após perturbação, desbalanço de tensão e inserção de corrente de *inrush*.

Para mitigar estes problemas diversos trabalhos propõem técnicas como monitoramento do sistema de potência, inversores, regulador de tensão dinâmico, compensador estático síncrono, condicionador unificado de qualidade de potência e sistemas de armazenamento de energia através de métodos convencionais e de IA.

Na mesma linha de estudo Haque e Wolfs (2016) apresentaram uma revisão da literatura abordando os impactos provenientes da alta penetração de GFV, mas com foco na rede de BT. Impactos semelhantes são encontrados em diversos estudos, entretanto os autores destacaram que a rede de BT é severamente afetada pela regulação de tensão e pelo desequilíbrio de tensão. No caso da regulação de tensão um dos principais fatores que afeta o correto funcionamento é o fluxo de potência reverso ocasionando sobretensões, já o desequilíbrio de tensão depende da localização e do dimensionamento da GFV, podendo ocasionar sobreaquecimento e enfraquecimento das características nominais de motores de indução e transformadores.

As técnicas convencionais para mitigação deste tipo de problema consistem em investir em recondutoramento, transformadores com comutação sob carga e bancos de capacitores. Atualmente existem outras técnicas emergentes de mitigação em estudo, como por exemplo, controle do DPR proveniente da GFV, SAE, controle Volt/var entre os equipamentos da distribuidora e as GFVs, compensadores estáticos distribuídos, entre outros.

A quantidade de impactos negativos associados com a penetração de GFV e diminuição da radialidade na rede de distribuição direcionam para outra classe de

problemas no que tange a proteção do sistema elétrico. A diminuição do fluxo de potência nas linhas e até mesmo a ocorrência de fluxo de potência reverso causam a perda de sensibilização dos relés de proteção e também a perda da coordenação entre fusíveis e fusíveis com os relés.

Além dos impactos técnicos e operacionais causados pela alta inserção de GFV já descritos, pode existir impacto econômico negativo devido a multas por violação de FP, o que pode ser um empecilho para a promoção deste tipo de tecnologia em países que estabelecem este tipo de normatização. Pinto, Zilles e Bet (2012) apresentaram um estudo do impacto da inserção fotovoltaica nas unidades consumidoras com diferentes valores de FP de geração. Destaca-se que em todos os casos a diminuição de potência ativa e permanência de praticamente a mesma demanda de potência reativa, faz com que haja excedente de reativo na unidade consumidora, fazendo o FP da unidade consumidora ultrapassar valores limites regulados, o que pode prejudicar a atratividade técnica e econômica da solução.

Embora a resolução nº 596, ANEEL (2013), determine que consumidores que pertencem ao grupo B (unidades consumidoras com fornecimento de tensão inferior a 2,3 kV) não devem ser cobrados por excedentes de reativo devido a sua fragilidade econômica para correção do problema, a alta inserção de GFV no sistema provoca distúrbios de FP na rede de forma a ficar penoso e inviável a tentativa de correção por parte da concessionária, o que encaminhará a necessidade do consumidor adequar o FP da sua unidade geradora.

Sendo assim, os trabalhos atuais consideram que a GFV tem a capacidade de despachar tanto potência ativa quanto potência reativa por meio do controle de seus inversores, conforme abordado no tópico seguinte. Esta funcionalidade, além de permitir o controle do FP no ponto de conexão da GFV, viabiliza também a utilização da GFV como elemento de suporte de potência reativa ao longo de todo o dia para melhoria do sistema contribuindo para aplicações de controle Volt/var.

Entretanto a resolução nº 482, ANEEL (2012), estabelece que o sistema de compensação de energia gerada seja feita apenas com base na energia ativa, não tendo qualquer menção a energia reativa entregue para a rede. Com isso, para incentivar que proprietários de GFV contribuam com o suporte de reativo deverá ser o e elaborado um sistema de compensação para este tipo de aplicação.

2.5.3 Aplicação do Controle de Despacho de Inversores

O controle do despacho de inversores do sistema de GFV vem sendo amplamente utilizado ao longo desta década para resolver principalmente problemas com a violação dos limites de tensão em momentos de máxima GFV de potência ativa ou durante eventos de sombreamento, mas também para a utilização da GFV para compensação de potência reativa durante a noite, quando a GFV não está gerando potência ativa. Os trabalhos que estudam esta característica de compensação de potência reativa durante a noite destacam que esta função elimina a ociosidade dos recursos instalados, uma vez que a GFV funciona como fonte de potência ativa somente durante o dia, permitindo a adoção de sistemas de controle híbridos para aplicação da melhor estratégia ao longo do dia.

Muitos dos trabalhos aqui citados, que estudam o despacho de inversores, também abordam o DPR noturna e destacam a sua importância para a regulação de tensão controle de FP da rede e, até mesmo, a redução dos níveis de distorção harmônica da rede.

Albuquerque *et al.* (2010) destaca que o uso dos inversores com tipologia de fonte de tensão pode ser usado para a geração ou consumo de potência reativa de acordo com a capacidade do inversor. Assim, é abordado uma forma de controle de inversores para o suporte de reativo da GFV quando a irradiação é fraca e durante a noite, melhorando o FP da rede, evitando sobrecarga em transformadores e cabos, reduzindo as perdas e fornecendo suporte de tensão local.

Cagnano *et al.* (2011) apresentam um método de controle centralizado do DPR diurna e noturna proveniente da GFV, baseado na teoria de sensibilidade envolvendo a função de Lyapunov, minimizando as perdas de potência ativa e violações de tensão. O sistema de controle recebe as medições de geração e carga das barras do sistema e então define a quantidade de potência reativa necessária de cada sistema de GFV respeitando a curva de capacidade de cada sistema.

Smith *et al.* (2011) estudam a aplicação de um controle Volt/var em inversores considerando um alimentador com alta penetração de GFV e a utilização do inversor para suporte de reativo a noite. Neste trabalho, os autores consideram em torno de 450 residências escolhidas aleatoriamente para receber GFV de 4 kW, sendo que cada um deles tem controle local autônomo do DPR baseado em regras de retas para controle de tensão, conhecida como *droop function*. Assim, caso a tensão caia abaixo

de um valor especificado é injetado uma quantidade fixa de potência reativa, caso a tensão esteja acima do especificado é consumido uma quantidade fixa de potência reativa, sempre respeitando as características nominais de operação do inversor. Os resultados mostraram que o DPR é eficaz para assegurar adequados níveis de tensão, tanto para a rede primária quanto para a rede secundária.

Jahangiri e Aliprantis (2013) estudam a aplicação do controle Volt/Var e inversores considerando diversos cenários até 50% de penetração de GFV, baseado na quantidade de residências que apresentam GFV em relação a quantidade total de residências. Neste trabalho, o autor realiza o controle de tensão com geração ou consumo de potência reativa com base na *droop function*, não sendo considerado o suporte durante a noite, ou seja, só é aplicado durante a existência de irradiação solar. Os resultados demonstram que o DPR é eficaz para combater violações de tensão local causado pela GFV de potência ativa. Entretanto, para caso analisado foi necessário o consumo de reativo pelos inversores, sendo que tal situação aumenta a quantidade de potência reativa na saída da SE onerando o FP da mesma. Tal condição não foi avaliada neste trabalho.

Reno, Broderick e Grijalva (2013) apresentam uma análise demonstrando o impacto da variação do FP de saída da GFV centralizada em redes de distribuição. Neste trabalho é considerado um sistema de GFV de 7,5 MW de potência conectada no fim do alimentador. A operação com FP unitário causa a sobretensão no ponto de conexão, mas reduzindo o FP para 0,95 indutivo o problema é resolvido. Os autores abordam diferentes técnicas baseadas em calendários de operação e funções de controle Volt/Var e destacam que o DPR pela GFV é capaz de mitigar problemas de sobretensão, mas por outro lado podem onerar o FP na rede de distribuição.

Calderaro *et al.* (2014) propõem uma metodologia mais complexa para o controle de tensão em sistemas de distribuição com geração distribuída baseada em inversores. Neste trabalho são considerados quatro sistemas de GFV e de geração eólica, sendo que o controle de tensão é feito com o objetivo de maximizar a produção de potência ativa permitida para cada GD controlando o DPR durante o período de geração de potência ativa, evitando que a GD seja desligada por violação de tensão.

O controle do despacho é feito localmente por meio de um método baseado em sensibilidade nas barras com GD, que verifica a variação de tensão em relação a variação de potência ativa e reativa. Primeiramente é aplicado controle de tensão pelo suporte reativa com aplicação da *droop function*, em seguida é feito o corte de

potência ativa gerada caso o primeiro passo não funcione e, se mesmo assim não houver o controle de tensão a GD é desligada. A zona de controle é definida por um processo de otimização multiobjetivo que consiste em minimizar a quantidade de potência reativa necessária para o controle de tensão e minimizar as perdas de potência ativa do sistema, resolvido por AG interagindo com a solução de fluxo de potência em série de tempo diário.

Su, Masoum e Wolfs (2014) abordam o despacho da GFV aplicado em uma rede de distribuição real de BT trifásica com neutro e carga desequilibrada. Neste trabalho é estudado uma rede com 77 consumidores, sendo que 51 tem conexão monofásica e 34 apresentam GFV monofásica conectadas em fases diferentes com possibilidade de suporte de reativo a noite. O problema é resolvido com FPO resolvido pelo método de programação sequencial quadrática com o objetivo de minimizar as perdas de potência ativa, as violações do limite de tensão, o desequilíbrio de tensão, o custo da GFV e o custo de corte de geração de potência ativa.

Bonfiglio *et al.* (2014) avaliam o suporte de potência reativa pela GFV de forma centralizada. Neste trabalho, o controlador central recebe as medições de potência ativa e de potência reativa de todas as barras de GFV e de carga do sistema, fornecidas pela solução de um FPO minimizando o desvio de tensão especificado, para definir o valor de referência de potência reativa para cada inversor. Cada sistema de GFV é despachado por um controlador local baseado na teoria de linearização de retorno para garantir a potência reativa de referência, apresentando boa performance ao longo do dia e reduzindo a oscilação de tensão em torno de 75% em comparação com caso sem despacho de GFV.

Jabr (2014) estuda uma abordagem de programação linear inteira mista para o controle coordenado de BCs e configuração de chaves com o controle de inversores de GFV para a minimização das perdas de potência ativa do sistema. Nesta abordagem, a configuração dos BCs e do chaveamento é agendado ao longo do dia com base em previsões de carga e de geração ativa do sistema de GFV, enquanto que o despacho dos inversores é feito em tempo real com base em medições.

Alam, Muttaqi e Sutanto (2015) propõem um controle multimodo para o suporte de potência reativa proveniente da GFV mesmo durante a noite. O primeiro modo consiste no modo normal de operação, oferecendo um suporte dinâmico de potência reativa, conforme a necessidade. O segundo modo é usado para mitigar sobretensões provenientes do fluxo de potência rever e, por fim, o terceiro modo é

utilizado para mitigar os efeitos da intermitência de geração pela passagem de nuvens. Os autores ainda apresentam uma estratégia para a transição suave entre os modos de controle. Este tipo de controle apresentou melhorias significativas para melhoria do suporte de tensão, reduzindo a quantidade de chaveamento de reguladores de tensão.

Dall’Anese, Dhople e Giannakis (2016) apresentam métodos de controle com realimentação que buscam com que os pontos de referência de operação dos inversores sejam correspondentes com a solução de um FPO. O FPO implementado consiste em duas FO, a primeira possibilita a minimização das perdas, dos desvios de tensão nominal nas barras e/ou da potência absorvida da SE, já a segunda FO consiste no custo/ganho por serviços ancilares realizados pela GFV. Um dos diferenciais desta abordagem consiste em considerar restrições de comunicação, pois é evidente que processo de otimização e as tarefas de controle local operam em escala de tempo diferente, com os sinais de referência sendo atualizados quando o FPO converge e a implementação ocorrendo apenas quando a dinâmica do inversor está em regime permanente, o que pode ocasionar na implementação valores de referência desatualizados devido a mudanças dos parâmetros do problema. Com isso, o controle desenvolvido tem a função de atualizar as referências do inversor dinamicamente baseado nas saídas atuais do sistema e nos parâmetros do problema.

Safayet, Fajri e Husain (2017) apresentam um método de controle Volt/var para regular a tensão na barra crítica de um sistema radial de distribuição durante alta penetração de GFV, evitando o corte de geração de potência ativa. Este método consiste em um sistema de gerenciamento central de potência reativa que regula a tensão na barra crítica utilizando a capacidade de geração de potência reativa de inversores próximos a barra, mantendo os requisitos de FP. Basicamente, o método determina a quantidade de potência reativa necessária para o controle de tensão, caso o inversor da barra crítica não consiga suprir esta demanda, o mesmo é despachado com a potência reativa máxima e, então os próximos inversores são operados sequencialmente com FP de 0,9 até que a sobretensão seja resolvida.

Li *et al.* (2017) propõem uma estratégia de controle integrado do DPR da GFV que pode ser dividido em quatro modos de controle, de acordo com as condições do clima e do carregamento. O objetivo deste controle consiste em mitigar a flutuação de tensão nos sistemas de GFV e manter a estabilidade da rede de distribuição. O modo de operação normal procura priorizar a entrega de potência ativa, sendo usado

quando não existem grandes variações nas condições climáticas e de carregamento. O segundo modo de operação consiste no controle de sobretensões causadas pelo fluxo de potência reverso, já o terceiro controle é usado para mitigar os efeitos de rampa de tensão devido aos efeitos do sombreamento da GFV. Por fim, o quarto modo de controle consiste na operação noturna dos inversores para compensação de potência reativa, sendo que os autores também destacam que o controle noturno pode ser usado como filtro ativo para reduzir as componentes harmônicas da rede.

Fica evidente nestes trabalhos que o controle de despacho de GFV é um item fundamental para assegurar a QEE de alimentadores de distribuição considerando a alta penetração de GFV na rede. Bem como, mitigar a necessidade do corte de geração de potência ativa ou o desligamento do sistema de GFV durante os períodos de máxima irradiação. Além de diminuir a ociosidade destes sistemas com a operação de compensação de potência reativa noturna, esta abordagem abre novas oportunidades de mercado e regulação para este setor.

2.5.4 Impactos da Presença de GD na Alocação de ECD

Percebe-se que ao longo desta revisão os trabalhos têm como foco a alocação simultânea de GD e BC, entretanto é tendência para os sistemas de distribuição que as unidades consumidoras se tornem produtoras de energia elétrica com a instalação de GFV, ou seja, aos poucos todas as residências deverão conter algum tipo de geração de diferentes magnitudes. Sendo assim, percebe-se que não haverá a alocação de GFV nesse contexto, qualquer consumidor poderá ter uma fonte geradora caso haja o interesse, ou seja, a alocação de GD é importante quando a mesma é de propriedade da concessionária. Com isso, justifica-se a abordagem desta dissertação em tentar compreender como ficará o planejamento de reativo, considerando a penetração de GFV na rede de distribuição.

Existem poucos trabalhos que tratam sobre este tema, Chen e Gooi (2009) realizaram a alocação de BC considerando um sistema de distribuição com duas fontes de geração por combustível fóssil, uma fonte de geração eólica e uma fonte de GFV. O sistema foi modelado como um problema não linear inteira mista resolvido pelo *software* KNITRO. Esse trabalho não apresentou os impactos da GD na alocação de BC, apenas realizou a alocação ótima dos BCs nessa topologia de sistema, com o

objetivo de minimizar o ciclo das perdas de potência ativa, os custos de geração de ambas as fontes e o custo dos BCs que engloba o custo de instalação e manutenção.

Dukpa, Venkatesh e Chang (2011) estudaram a alocação de BC em sistemas de distribuição com penetração de geradores eólicos para minimizar os custos de perdas anuais de energia e os custos novos BCs. Nesse trabalho, também não foram apresentados os impactos da GD no processo de alocação, mas sim a alocação ótima com a presença de GD. Os autores propuseram um método estocástico de programação nebulosa para resolver o problema de alocação, sendo que as equações de otimização foram modeladas como um problema de programação linear inteira mista. Foi considerado também durante o processo de otimização a previsão da geração eólica e do comportamento da carga para gerar funções de distribuição de probabilidade combinadas.

Outros trabalhos estudam a alocação de RT na presença de GD, neste contexto pode-se citar Kobayashi, Member e Aoki (2012) que utilizam AG melhorado com um algoritmo de busca em vizinhança para a alocação e determinação do *tap* do RT ao longo do dia na presença de sistemas de GD operando com FP unitário. Neste trabalho também não é apresentado os impactos da penetração de GD no sistema e a função *fitness* do AG é modelada em função de manter a estabilidade de tensão e evitar o desvio de tensão e corrente em cada barra.

Hosseinpour e Bastaei (2015) abordam a alocação e ajuste do *tap* do RT com intuito de minimizar os custos total de eletricidade, as perdas elétricas e o desvio de tensão utilizando uma modelagem nebulosa para realizar a normalização das funções objetivos. Para resolver o problema de alocação, é realizado uma otimização baseada em ensino e aprendizagem acoplada com algoritmo de recozimento simulado. A GD no sistema apresenta despacho com FP unitário e, semelhante aos demais trabalhos já abordados, não é apresentado os impactos da penetração de GD no processo de alocação.

Em Pena et al. (2016) é estudado a alocação de RT na rede de distribuição considerando a presença de GFV e baterias em 3 cenários distintos. O primeiro cenário consiste na rede estes elementos distribuídos, o segundo cenário consiste na presença dos elementos distribuídos e a terceira considera a possibilidade de controle Volt/var no inversor do sistema de GFV. São candidatos para alocação as barras com violação dos limites de tensão. Os autores mostram que a presença da GFV e baterias

não alteram a posição e a dimensão dos RTs alocados, entretanto ajudam a melhorar a QEE da rede.

Lachovicz e Fernandes (2016) apresentaram os efeitos da penetração de GFV na alocação de BCs e RTs na rede de distribuição, considerando o despacho da GFV com FP unitário, sendo que a inserção de GFV ocorreu em um sistema previamente otimizado. Diferentemente do trabalho anterior, percebeu-se que o FP da SE foi a principal grandeza afetada pela crescente penetração de GFV devido ao excedente de reativo no sistema, levando o FP a valores próximos de 0,5 dependendo das condições de geração e carregamento, alterando a alocação de BCs necessária para manter o sistema dentro dos limites de QEE.

Por fim, Armendáriz *et al.* (2018) estudam comparativamente a alocação de RT em subestações de alta tensão e MT com abordagens típicas de reforço da rede, como a troca de cabos e de transformadores, considerando as incertezas do crescimento de penetração de GD. Para isso, são considerados quatro cenários de crescimento de GFV para um horizonte de quinze anos divididos em três fases de cinco anos. A otimização para a alocação de RT é feita durante a primeira fase de cinco anos, já a otimização para o ajuste do *tap* ao longo do dia é feita para todo o horizonte de planejamento por meio de uma programação quadrática inteira mista com o objetivo de minimizar os custos. Apesar deste trabalho abordar o crescimento de GFV não é apresentado os impactos deste crescimento no processo de alocação.

Assim, com base nas referências apresentadas neste capítulo, percebe-se que a alta penetração de GFV afetará o planejamento das redes de distribuição no futuro, principalmente em termos de excedente de reativos e alocação de BCs, pois segundo Franco *et al.* (2011) e Lachovicz e Fernandes (2016) a presença de GD no sistema altera a localização, o tipo e a potência ótima do BC.

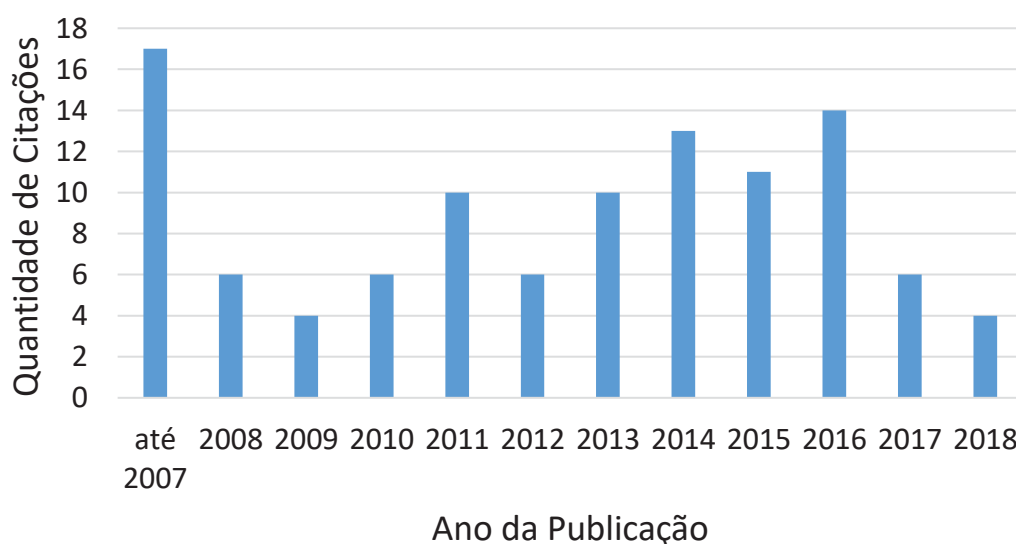
Logo, diferentemente da maioria dos trabalhos citados que realizam a alocação de BCs ou RTs simultaneamente com GD e dos poucos trabalhos que estudam a alocação separada de BCs ou RTs na rede com presença de GD, esta dissertação irá contribuir com a abordagem de entender os impactos da penetração de GFV no planejamento de reativo da rede de distribuição. Para isso é considerado a possibilidade do DPR da GFV a ser otimizado pelo FPO, ao mesmo tempo em que avalia a alocação de BCs e RTs com AG tanto na rede primária quanto na rede secundária do transformador, buscando manter os níveis mínimos de QEE com foco na tensão em regime permanente e FP na SE.

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou uma detalhada revisão da literatura no contexto de alocação de ECD e sobre a utilização de GD na rede distribuição e seus impactos com foco na GFV. A FIGURA 5 apresenta cronologicamente a quantidade de artigos citados nesta revisão considerando seu ano de publicação. Percebe-se que apesar de todo contexto histórico apresentado, 84% dos trabalhos citados são referentes aos últimos dez anos e 49% destes trabalhos são provenientes do processo de seleção de portfólio bibliográfico adotado.

Com o intuito de demonstrar a representatividade científica dos 44 artigos selecionados com o processo de seleção de portfólio bibliográfico, a TABELA 2 apresenta algumas métricas deste conjunto de artigos extraídas do programa *Publish or Perish*. Estes artigos apresentam um total de 1696 citações, resultando em um índice g de 41 que é originado da raiz quadrada da quantidade total de citações e, também, apresenta um índice h de 25, que significa que neste portfólio bibliográfico existem 25 artigos com ao menos 25 citações cada.

FIGURA 5 – AVALIAÇÃO CRONOLÓGICA DOS TRABALHOS CITADOS



FONTE: O autor (2018).

Conforme observado neste capítulo, a alocação de ECD já está bem consolidada na literatura, entretanto ainda existem muitas contribuições possíveis de serem feitas nesse contexto. Neste sentido, essa dissertação tem como objetivo

modelar um problema de otimização que despacho de potência ativa e reativa da GFV via FPO, ao mesmo tempo em que avalia a alocação de BCs e RTs tanto na rede primária quanto na rede secundária do transformador, mantendo os níveis mínimos de QEE com foco na tensão em regime permanente e FP na SE.

TABELA 2 – MÉTRICAS DOS 44 ARTIGOS QUE COMPÕEM O PORTFÓLIO BIBLIOGRÁFICO

Quantidade de Artigos	Faixa Anual	Total de Citações	Citações por Artigo	Citações por Autor	Artigos por Autor	Índice h	Índice g
44	2008-2017	1696	40,38	635,03	3,02	25	41

FONTE: O autor (2018).

Percebe-se que o tema que envolve impactos da GFV na alocação de ECD não é um assunto claramente discutido na literatura, conforme aplicação da metodologia de busca adotada e que poucas abordagens encontradas são da década passada. Isto evidência um *gap* científico que pode ser explorado para desenvolver contribuições significativas para a ciência.

Este capítulo também relatou vários problemas de QEE advindos da inserção de GFV. Dos problemas recorrentes, essa dissertação tem como objetivo abordar especificamente as questões de manutenção do perfil de tensão e do FP na saída da SE dentro de valores padronizados ao se incorporar GFV no problema relacionado à alocação de ECD.

Resumidamente, a inserção GFV afeta o fluxo de potência reativa que circula pelo alimentador, podendo induzir à circulação de excedente de reativos pela rede provocando violações dos limites de FP em alguns momentos do dia e do perfil de tensão. Assim, pretende-se analisar simultaneamente a capacidade de melhoria no FP considerando GFV com potência reativa despachável e otimizada por FPO com a alocação de ECD.

Como a estratégia de se alocar simultaneamente BCs e RTs é vantajosa, pois procura melhorar a QEE em termos de tensão em regime permanente e FP na rede de distribuição, ela é a adotada neste trabalho, o qual é adaptado da formulação de Szuvovivski, Fernandes e Aoki (2012), ou seja, via técnica de AG para solução do problema de alocação de BCs e RTs.

3 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA E EQUIPAMENTOS COMPENSADORES DA DISTRIBUIÇÃO

Um dos problemas de QEE mais recorrente em sistemas elétricos de potência consiste na regulação de tensão. É de conhecimento comum que, à medida que um alimentador cresce e sua demanda aumenta, o nível de tensão nos ramais fim de linha geralmente apresentam valores bem abaixo dos níveis nominais. Tal situação pode contribuir para um determinado equipamento possa apresentar defeitos ou operação incorreta, além de aumentar as perdas do sistema.

Para garantir que as distribuidoras atendam seus clientes com qualidade, existem diversas normas e resoluções nacionais e internacionais que estabelecem os limites mínimos e máximos das grandezas elétricas que asseguram o correto funcionamento do sistema. Entretanto, a mera existência destes limites não garante a QEE, é necessário que alguém fiscalize as distribuidoras e cobrem para que as normas e resoluções sejam atendidas.

É neste contexto que a ANEEL entra em cena como o órgão responsável por tal fiscalização. O não atendimento dos limites mínimos de QEE pode gerar em primeiro momento multas para as concessionárias, mas em casos extremos podem levar a perda da concessão da distribuição na região problemática.

Para evitar este tipo de situação, é necessário o investimento em equipamentos para auxiliar neste processo de regulação de tensão. Os ECD comumente usados na rede de distribuição são os BCs e os RTs, porém a eficiência operativa destes equipamentos depende da sua localização no sistema, da capacidade e do tipo do equipamento, originando os tradicionais problemas de alocação, já descritos no capítulo anterior.

Assim, este capítulo tem como objetivo apresentar a fundamentação teórica referente a regulação vigente da QEE no âmbito da tensão em regime permanente e FP. E, em relação ao BCs e ao RTs são apresentados os tipos, montagem, operação e controle de ambos.

3.1 REGULAMENTAÇÃO VIGENTE

A resolução nº 414, ANEEL (2010), estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada. A QEE no sistema

de distribuição é regida e normatizada pelo módulo 8 do PRODIST desde a publicação da resolução normativa nº 345, ANEEL (2008), e de várias outras posteriores que aprovam as revisões dos módulos criados. Por exemplo, a resolução nº 395, ANEEL (2009), que aprovou a primeira revisão dos módulos, revogou a resolução anterior e revogou a resolução nº 505, ANEEL (2001), até então utilizada na QEE.

O módulo 8 do PRODIST estabelece as diretrizes relacionadas à qualidade do produto e do serviço prestado.

No que tange à qualidade do produto, o módulo 8 define terminologias, parâmetros e valores de referência para a tensão em regime permanente e a perturbações na forma de onda da tensão. Dos parâmetros observados na QEE tem-se a tensão em regime permanente, FP, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência. O módulo 1 definido em ANEEL (2016b), e o módulo 8 do PRODIST apresentam a definição desses parâmetros como:

- tensão em regime permanente – tensão medida em um intervalo de leitura, onde não ocorrem distúrbios elétricos capazes de invalidar a leitura, definido como sendo de dez minutos;
- fator de potência – razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período especificado;
- harmônicos – fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental;
- desequilíbrio de tensão – desvio máximo da média das correntes ou tensões eficazes trifásicas, dividido pela média das correntes ou tensões eficazes trifásicas, expresso em percentual;
- flutuação de tensão – é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão;
- variação de tensão de curta duração – desvio significativo da amplitude do valor eficaz da tensão em intervalo de tempo compreendido entre 16,67 ms e 3 minutos;
- variação de frequência – desvio significativo dos limites de operação devido ao desbalanço entre carga e geração.

Esta dissertação baseia-se na qualidade do produto energia, abrangendo a tensão em regime permanente e o FP, portando os demais parâmetros da qualidade e a caracterização da qualidade de operação não serão abordados nesse trabalho.

Na literatura é possível encontrar diversas opções para melhorar a regulação de tensão do sistema em regime permanente, em Dugan *et al.* (2003) são apresentadas as opções mais comuns que consiste em:

- adicionar BCs em paralelo para reduzir a corrente e ajustá-la para estar mais em fase com a tensão;
- adicionar RTs para aumentar a tensão de sequência positiva;
- redimensionar as linhas para bitolas maiores para reduzir a impedância;
- mudar a SE ou transformadores de serviço para dimensões maiores para reduzir a impedância;
- adicionar algum tipo de compensação reativa dinâmica, com a mesma função dos BCs, para mudanças rápidas de cargas;
- adicionar capacitor em série para cancelar a impedância indutiva das linhas.

Neste trabalho, as opções a serem considerada são os dois ECD mais utilizados pelas concessionárias: BC em paralelo e RT em série no sistema.

3.1.1 Tensão em Regime Permanente

O módulo 8 do PRODIST define níveis de tensão de atendimento como adequada, precária e crítica e seus valores dependem do ponto de conexão do consumidor no sistema. Como este trabalho aborda o primário da rede de distribuição, os limites de tensão em regime permanente definidos, situam-se no grupo conectado com tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV. A TABELA 3 apresenta os limites de tensão estabelecidos.

A tensão de leitura, medição ou de regime permanente deve estar situada na faixa adequada para atender aos critérios de QEE com relação a tensão de referência, definida como a tensão nominal do sistema. A concessionária de distribuição deve atender a indicadores individuais e coletivos de qualidade de tensão em regime permanente, os indicadores individuais monitoram a duração relativa da transgressão para tensão precária e para tensão crítica, enquanto que os indicadores coletivos

monitoram a quantidade de unidades consumidoras com tensão crítica e a duração relativa equivalente de transgressão para tensão precária e para tensão crítica.

TABELA 3 – TENSÕES NOMINAIS PADRONIZADAS ENTRE 1 E 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

FONTE: ANEEL (2018).

É estabelecido pelo módulo 8 do PRODIST, 3% como limite máximo de duração relativa da transgressão máxima de tensão precária e 0,5% como limite máximo de duração relativa da transgressão máxima de tensão crítica, a infração destes limites deve ser compensada para todos os consumidores conectados no ponto de transgressão enquanto persistir o problema e a compensação deve ser creditada a fatura do consumidor.

Percebe-se pela TABELA 3 que existe uma faixa bem delimitada e rigorosa para o patamar adequado de tensão e como já é conhecido, o comportamento da carga é bem aleatório nas unidades consumidoras, porém existem picos comuns de consumo que fazem a tensão do sistema cair e se não tiver o correto controle de tensão, o nível tensão do sistema pode passar valores críticos. Com isso fica evidente a necessidade da realização de estudos de alocação de ECD no sistema para corrigir tal problema.

3.1.2 Fator de Potência

É estabelecido no módulo 8 do PRODIST que para unidades consumidoras ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV que o FP deve estar compreendido entre 0,92 capacitivo ou indutivo a 1 e deve ser calculado usando as seguintes formulas apresentada na equação (1).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \text{ ou } \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (1)$$

onde:

fp – fator de potência;

P – potência ativa;

Q – potência reativa;

EA – energia ativa;

ER – energia reativa.

A violação destes limites de QEE estabelecidos para o FP permitem que as concessionárias de distribuição cobrem por excedente de reativo de consumidores do grupo A (conectados com tensão superior a 2,3 kV ou com tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição) quando o problema é proveniente das cargas que esta unidade dispõe. Entretanto, quando o problema é sistêmico na rede de distribuição, a concessionária deve dispor de equipamentos para ajustar o consumo de potência reativa do sistema para garantir esses limites na SE de distribuição. O que fica evidente a necessidade de estudos para definir a melhor alocação desses equipamentos.

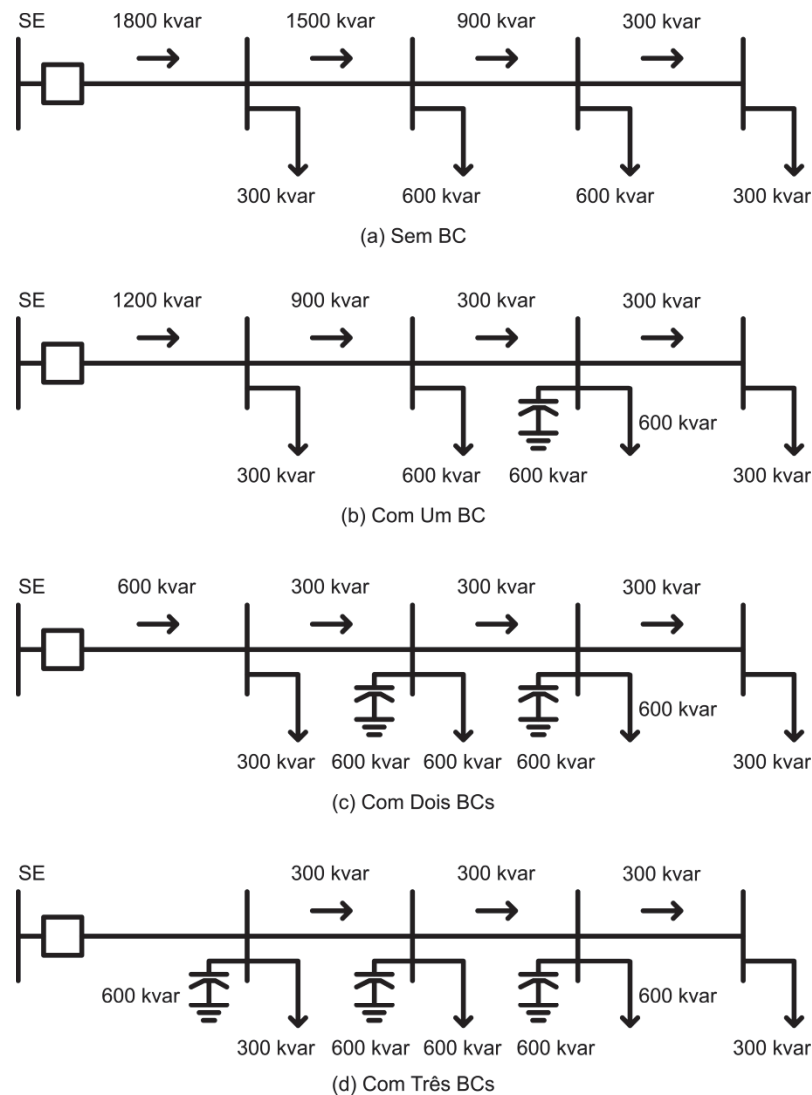
3.2 BANCO DE CAPACITORES

Com o crescimento da demanda do sistema de distribuição é natural que haja uma queda de tensão ao longo dos alimentadores devido ao aumento de corrente aparente na saída do alimentador, provocando aumento das perdas de energia e a queda do FP. De forma a mitigar estes problemas, são instalados BCs ao longo dos alimentadores que atuam injetando potência reativa nos pontos onde estão instalados, isto faz com que exista um alívio no fluxo de potência do sistema, visto que diminui a necessidade de fornecimento de potência reativa pela SE, diminuindo a corrente aparente, as perdas de energia e aumentando o FP do sistema. A FIGURA 6 apresenta um comparativo do impacto da inserção de BCs no fluxo de potência reativa no alimentador.

Analisando a FIGURA 6 (a) percebe-se que o alimentador tem uma demanda de 1800 kvar. Com a instalação de um BC de 600 kvar na penúltima barra do alimentador, o BC passa a alimentar a carga reativa da última barra e metade da demanda reativa na barra em que está instalado, diminuindo a necessidade de potência reativa da SE, conforme mostrado na FIGURA 6 (b). Instalando um segundo BC na barra anterior ao primeiro com a mesma potência, FIGURA 6 (c), se diminui ainda mais o fluxo de potência reativa do alimentador e com a instalação do terceiro BC com a mesma potência igualando com a demanda total do alimentador, FIGURA

6 (d) percebe-se que não há mais fornecimento de potência reativa por parte da SE o que corresponde a um FP unitário na saída do alimentador.

FIGURA 6 – FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NO ALIMENTADOR COM E SEM BCs

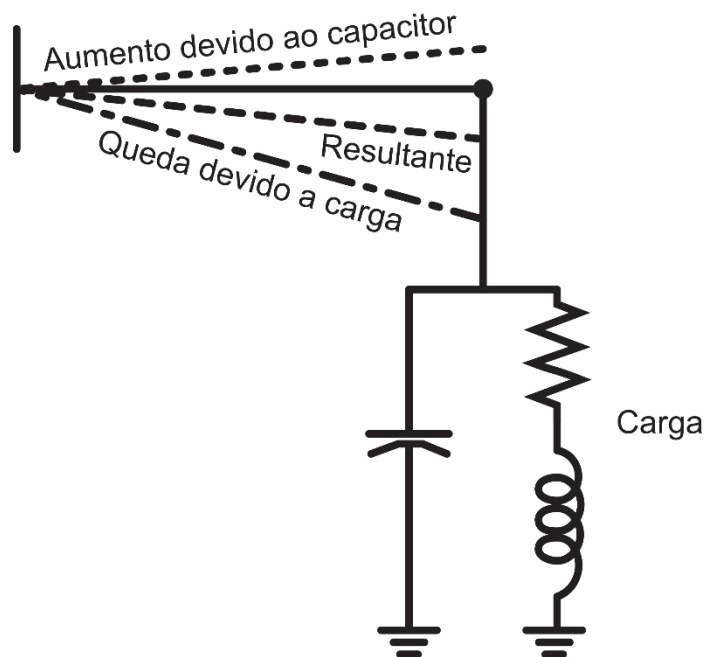


FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

A partir deste exemplo ilustrativo é intuitivo pensar em instalar um BC em todas as barras de carga do sistema segundo a sua demanda para aliviar o fluxo de potência reativa do sistema. Entretanto a solução deste problema não é tão trivial assim, pois a carga varia constantemente ao longo do dia e não é constante conforme apresentado no exemplo, existe um custo para a instalação, operação e manutenção do BC que varia conforme o tipo do equipamento e também a quantidade excessiva de potência reativa capacitiva provoca sobretensões no sistema transgredindo os

limites estabelecidos. A FIGURA 7 apresenta as consequências no perfil de tensão em virtude da instalação de BCs em paralelo com a carga. Percebe-se que a tensão resultante está mais alta devido a atuação do BC compensando a queda de tensão provocada pela carga.

FIGURA 7 – AUMENTO DE TENSÃO DEVIDO A OPERAÇÃO DE BCs EM PARALELO



FONTE: Adaptado de DUGAN *et al.* (2003).

Segundo Sundhararajan e Pahwa (1994) a quantidade de compensação de potência reativa fornecida pelos BCs está relacionada com a sua localização no sistema de distribuição, do seu tamanho, da quantidade e do tipo que serão instalados no sistema. Desta forma existe uma busca para descobrir a alocação ótima deste equipamento do sistema a fim de se obter os melhores benefícios possíveis.

No contexto normativo a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) tem em vigor três normas brasileira (NBRs) no assunto. A NBR 12479, (ABNT, 1992), estabelece a padronização das características elétricas e construtivas de BCs destinados a sistema de corrente alternada com tensão nominal acima de 1 kV e frequência de 60 Hz. A NBR 5282, ABNT (1998), estabelece as condições relativas às características técnicas e regras de segurança, bem como prescreve os métodos de ensaio, das unidades capacitivas e BCs e, por fim, a NBR 5060, ABNT (2010), estabelece os requisitos para instalação e a operação de capacitores de potência em sistema de potência.

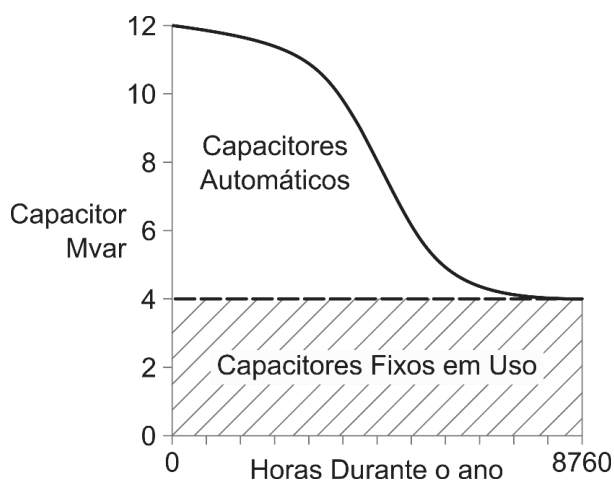
3.2.1 Tipos e Montagem de BCs

Os tipos de BCs disponíveis no mercado são classificados como fixos ou automáticos. Os BCs fixo possuem um valor fixo de potência e estão ligados ao todo tempo no sistema independente das condições de carga, esse tipo de banco é o mais barato disponível, mas por outro lado ele deve ser bem dimensionado e instalado com cautela, pois podem gerar sobretensões em momentos de carga leve do sistema.

Os BCs automáticos, em contrapartida, podem ser ligados e desligados do sistema conforme a necessidade e para isso existem técnicas de controle que são aplicadas para sua operação. Esse tipo de BC garante um controle mais preciso da injeção da potência reativa no sistema, mas em contrapartida são mais caros que o BC fixo e sua aplicação se dá em localização com variações de carga expressivas ao longo do dia.

Normalmente os BCs fixos são utilizados para suprir a demanda de reativos no período de carga leve, enquanto que os BCs automáticos são utilizados durante períodos de carga média e pesada, a FIGURA 8 mostra um exemplo da potência injetada com a atuação dos tipos de BCs ao longo do ano. Com o aumento da inserção de GFV no sistema e considerando a possibilidade de operar com FP capacitivo, ou seja, injetando potência reativa principalmente fora do período de geração de potência ativa, na sua maior parte durante o período de carga leve e pesada, a operação de BCs automáticos pode ter maior eficiência operando somente em carga média. Assim, tal situação será investigada nesta dissertação.

FIGURA 8 – POTÊNCIA INJETADA PELOS BCs AO LONGO DO ANO



FONTE: Adaptado de PABLA (2004).

Conforme visto na revisão da literatura, os BCs antes da década de 50 eram instalados somente no início dos alimentadores na SE. Conforme a tecnologia avançou e o tamanho dos BCs foram reduzindo e os computadores ficaram mais eficientes, aumentou o leque de possibilidade para alocação deste equipamento que hoje pode ser instalado em qualquer parte do sistema de distribuição.

Um BC é constituído de unidades monofásicas formando um conjunto trifásico, sua especificação é dada com referência ao valor da potência trifásica em kvar em múltiplos de uma potência padrão, sendo mais comum encontrar os valores de 300, 600, 900 e 1200 kvar no sistema de distribuição. Se uma unidade trifásica possui 600 kvar de potência, cada unidade monofásica possui 200 kvar. Essas unidades monofásicas podem ser ligadas em diversas configurações para formar um conjunto trifásico, segundo Szuvoviviski (2008) os BCs monofásicos podem ser ligados em delta, em estrela com neutro isolado, ligação em dupla estrela não aterrada ou ligação em estrela aterrada, esta última é a mais utilizada devido a facilidade de instalação e facilidade de manutenção.

A Companhia Paranaense de Energia (COPEL), conforme sua norma técnica NTC 858105, COPEL (2013), que estabelece a padronização da montagem de BCs nas redes aéreas de distribuição de 13,8 kV, utiliza o padrão de montagem com ligação em estrela não aterrada, A FIGURA 9 apresenta um exemplo ilustrativo desta padronização.

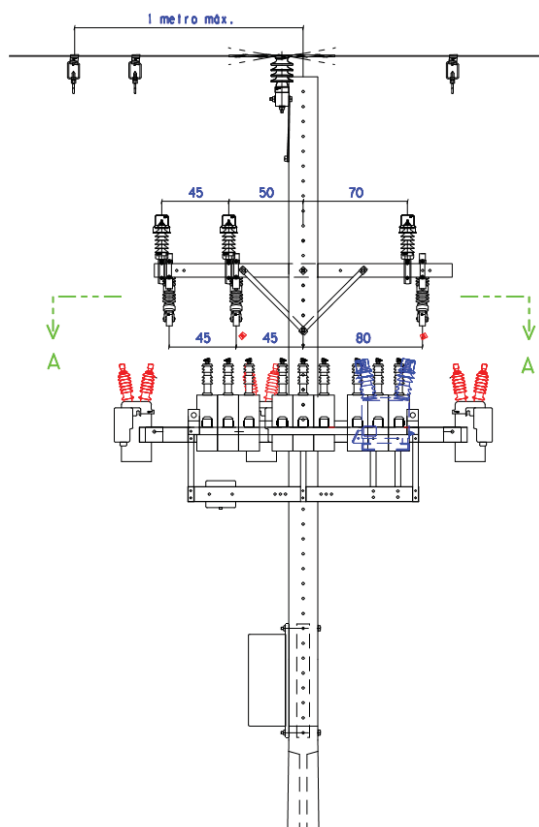
3.2.2 Operação de Controle de BCs

Os BCs são projetados para operar com no máximo de 10% de sobretensão e 30% de sobrecorrente e está relacionado com o tipo dos mesmos, conforme descritos anteriormente. Entretanto algumas precauções devem ser tomadas na operação de BCs, segundo Pabla (2004) essas precauções são:

- para evitar perigosas sobretensões transientes, em caso de interrupção do fornecimento de energia, o BC deve ser desligado antes de restabelecer o fornecimento;
 - transformadores de potência na SE e BC não devem ser carregados simultaneamente, enquanto a energia é restaurada depois de uma falha.
- Os BCs devem colocados em serviço um a um conforme a necessidade;

- se a tensão na barra na qual o BC está conectado atingir sobretensão de 10% ou mais, o BC deve ser desligado;
- as chaves a óleo para operação dos BCs possuem vida útil de aproximadamente dez mil chaveamentos.

FIGURA 9 – MONTAGEM DE BC FIXOS OU AUTOMÁTICO NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO



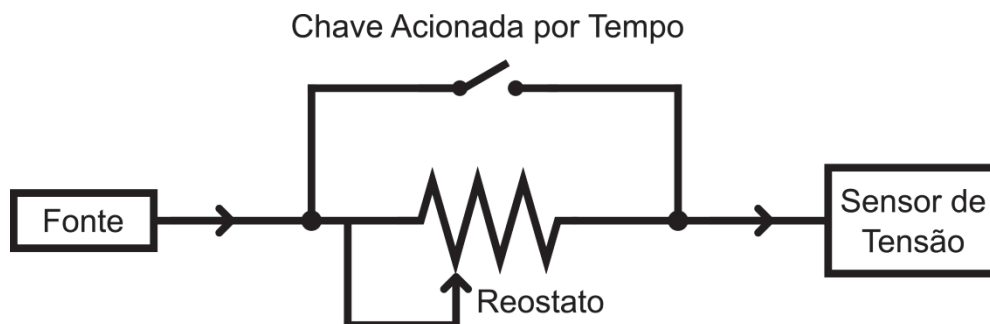
FONTE: COPEL (2013).

No que tange o controle dos BCs automáticos, responsável por colocar e retirar o BC de operação, são utilizados normalmente três tipos de controle, o controle de tempo, o controle de tensão e o controle de corrente. Como neste trabalho os BCs automáticos são alocados conforme o patamar definido ao longo do dia, o controle que se encaixa nesta descrição é o controle de tempo, logo os demais tipos de controle não serão abordados.

Conforme Yamakawa (2007), o controle de tempo é composto de um relógio que marca as horas do dia e os dias da semana, a operação é então ajustada nos períodos onde este dispositivo deve atuar. A sua atuação consiste em acionar uma

chave inserindo um reostato no circuito do sensor simulando uma queda de tensão para o sensor colocando o BC em operação. A FIGURA 10 apresenta o esquema do dispositivo do controle de tempo.

FIGURA 10 – DISPOSITIVO DE TEMPO



FONTE: Adaptado de YAMAKAWA (2007).

3.3 REGULADOR DE TENSÃO

O RT é um equipamento utilizado unicamente para o ajuste de tensão ao longo do alimentador, entretanto quando este dispositivo é bem alocado e ajustado ele também contribui para a diminuição das perdas, já que aumentam o perfil de tensão ao longo do trecho onde estão alocados diminuindo a corrente aparente do sistema para suprir a potência demandada, mas a alocação e ajustes incorretos podem causar os efeitos contrários no sistema. Semelhante ao BC, antigamente os RTs eram alocados na saída do alimentador na SE, mas hoje é possível instalá-los montados em postes ou em plataformas entre dois postes ao longo dos alimentadores, o que aumenta as possibilidades de alocação levando a diversos estudos que buscam o melhor lugar para alocá-los com os melhores benefícios possíveis.

Os RTs podem ser trifásicos ou, assim como os BCs, podem ser formados por três unidades monofásicas originando um banco trifásico que podem ser conectados em ligação estrela aterrado, ligação delta em atraso ou ligação delta em avanço. O banco também pode conter duas unidades conectadas em delta aberto ou serem utilizados em unidades monofásicas. Com isso o controle geralmente é feito em cada fase separadamente. (DUGAN *et al.*, 2003).

No contexto normativo a ABNT tem em vigor a NBR 11809, ABNT (1991), que estabelece as condições exigíveis para os RTs em relação a sua especificação.

3.3.1 Tipo e Montagem de RTs

De maneira geral, um RT é um autotransformador que possui alguns *taps* e um circuito de controle, responsável pela comutação destes *taps* conforme a necessidade. Szuvoviviski (2008) descreve três tipos de RTs mais utilizados, o tipo *Autobooster*, o tipo *Line-Drop Compensation* e o tipo 32 Degraus. Este trabalho aborda a alocação do RT tipo 32 degraus, logo os outros dois tipos não serão abordados.

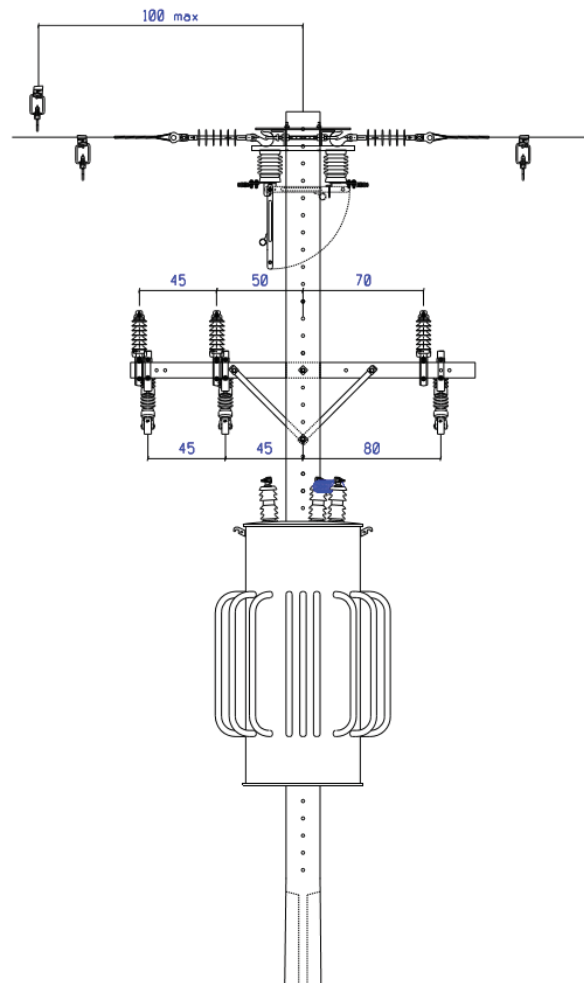
O RT tipo 32 degraus monofásico é amplamente discutido em Felício (2006) e ainda pode ser dividido em dois subtipos, o subtipo A se a comutação for realizada no lado da carga e o subtipo B se a comutação for realizada pelo lado da fonte. O subtipo B é o utilizado neste trabalho e permite realizar regulação de tensão em várias faixas, como $\pm 5\%$, $\pm 6,25\%$, $\pm 7,5\%$, $\pm 8,75\%$ e $\pm 10\%$.

A COPEL possui oito NTCs com o objetivo de estabelecer a padronização das montagens destes equipamentos de acordo com a dimensão e o tipo de montagem, quatro dessas NTCs são referentes a redes de distribuição de 13,8 kV e, as outras quatro são referentes a redes de distribuição de 34,5 kV. Conforme citado anteriormente, a montagem desses equipamentos pode ser feita diretamente em postes, FIGURA 11, ou em plataformas entre os postes.

Para a rede de distribuição de 13,8 kV são utilizados dois RTs monofásicos, formando um banco trifásico com ligação em delta aberto, conforme apresentado na FIGURA 12. Segundo Szuvoviviski (2008), este tipo de conexão proporciona uma regulação de tensão de $\pm 10\%$ nas fases em que os RTs estão conectados e provoca um aumento de $\pm 5\%$ na terceira fase por cada RT, sendo assim, neste caso a terceira fase também regula entre $\pm 10\%$.

Cabe salientar que este tipo de conexão de RT é utilizado exclusivamente em redes de distribuição com rede de MT em delta, como a rede da COPEL por exemplo. Entretanto em outras concessionárias e em redes com nível de tensão de 34,5 kV para atendimento de regiões rurais é comumente encontrada a rede de MT na configuração em estrela aterrado. Neste tipo de configuração é utilizado três RTs monofásicos formando um banco trifásico com ligação também em estrela aterrado.

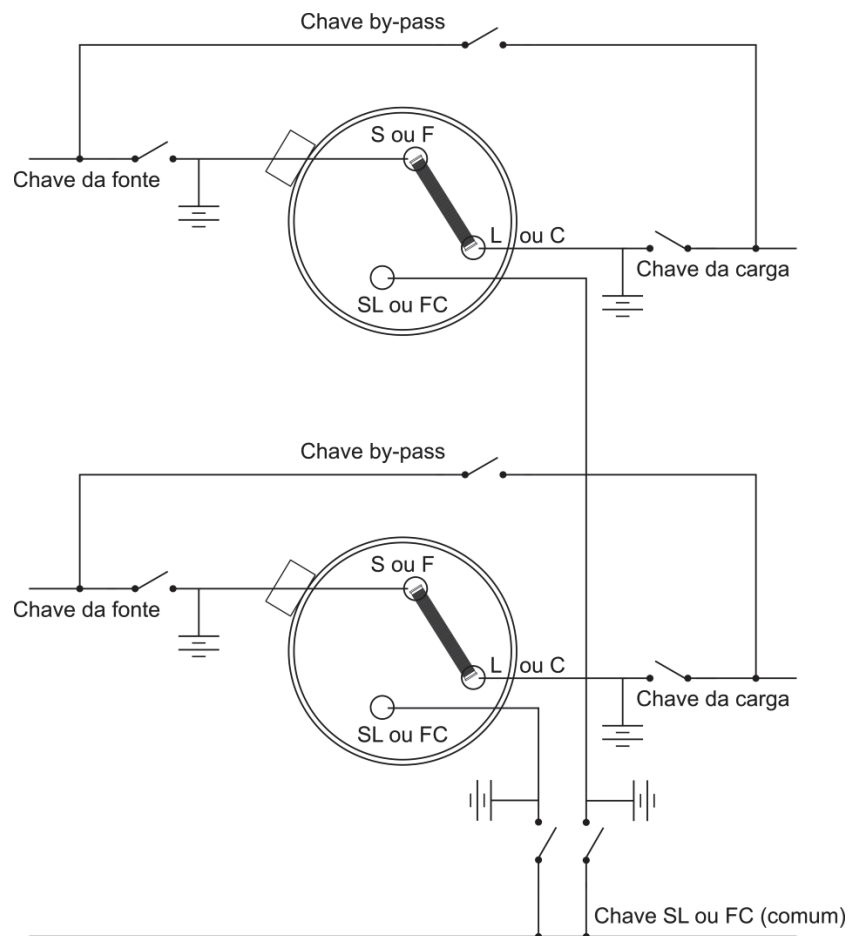
FIGURA 11 – ESQUEMA DE MONTAGEM DE UM RT NO POSTE



FONTE: COPEL (2016a).

Para a rede de distribuição de 34,5 kV são utilizados três RTs monofásicos, formando um banco trifásico com ligação em estrela aterrado, conforme mostra a FIGURA 13. Segundo Szuvoviviski (2008), este tipo de conexão proporciona uma regulação de tensão de $\pm 10\%$ em cada fase, entretanto o controle individual pode, em determinadas situações, apresentar diferenças significativas de posição devido a cargas desequilibradas, ocasionando a circulação de alta corrente de neutro e levando ao desligamento de RT. Para minimizar este problema esse banco de RT deve ser comandado por um único ponto de controle com base na fase que apresenta valor de tensão intermediária.

FIGURA 12 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO EM DELTA ABECDO

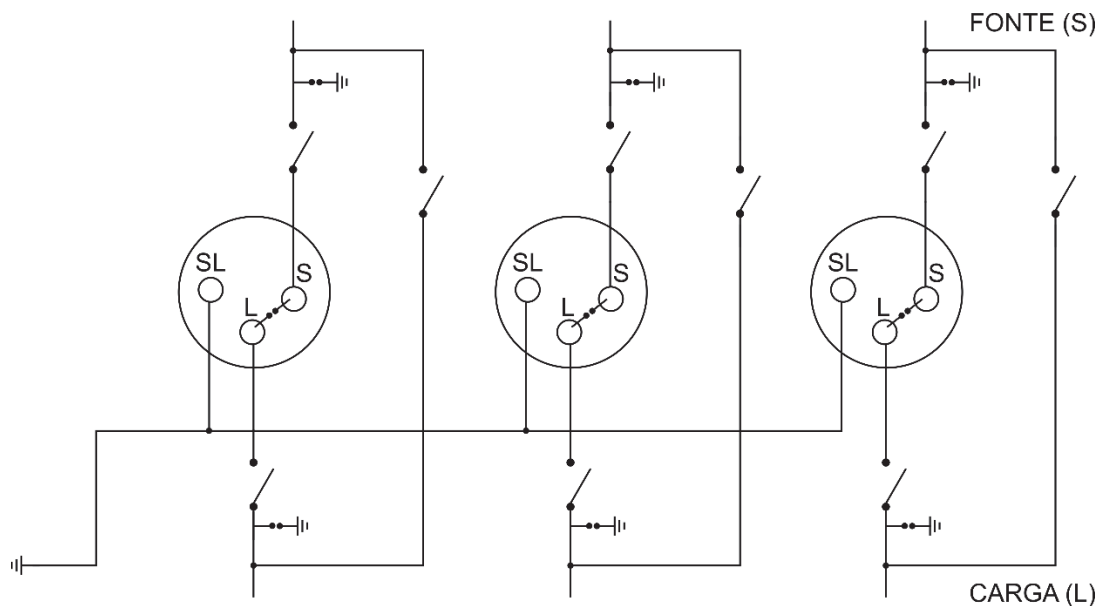


FONTE: Adaptado de COPEL (2016a).

3.3.2 Operação e Controle de RTs

O RT pode operar basicamente em duas configurações distintas, como redutor ou elevador de tensão. A primeira configuração consiste em regular a variação de tensão na fonte. Assim, na ocorrência de um evento na fonte que faça a tensão aumentar na carga, o RT busca manter a tensão que existia antes do evento. Na configuração de elevador, o RT regula a variação de tensão na carga, e quando da ocorrência de um evento que faça a tensão da carga diminuir, o RT atua buscando manter a tensão que existia antes do evento. A configuração de operação depende da polaridade de conexão da bobina de *taps* com a bobina de excitação, para fazer com que o equipamento opere nas duas condições é inserido uma chave inversora de polaridade.

FIGURA 13 – ESQUEMA DE LIGAÇÃO EM ESTRELA ATERRADO

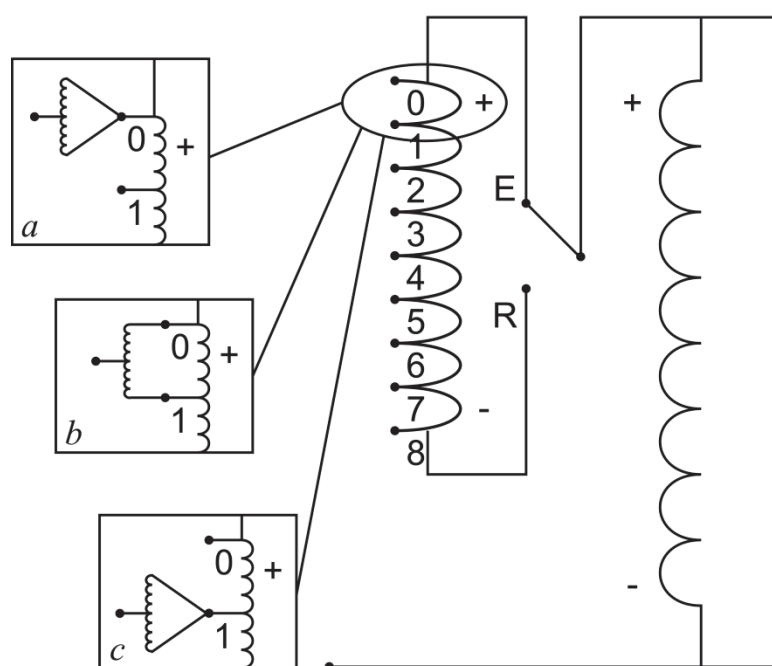


FONTE: Adaptado de COPEL (2016b).

No que tange ao RT de 32 degraus subtipo B, a bobina de *taps* é dividida em oito partes iguais, o que resulta em nove *taps* no qual a tensão total nesta bobina equivale a faixa de regulação do RT, geralmente de $\pm 10\%$ da tensão de entrada. Para que haja a comutação de *tap* sem a necessidade de desligar o circuito, existe um reator de comutação composto de uma bobina com uma derivação central ligada a fonte e duas derivações nas extremidades com contatos móveis para deslocar entre os *taps*.

A FIGURA 14 apresenta um exemplo de operação do RT para a mudança de *tap*, nessa figura o RT está com a chave inversora de polaridade na posição de elevador de tensão, no primeiro quadro, *a*, o reator de comutação está com os dois contatos de extremidade na posição inicial da bobina de *tap*, no contato 0, nessa configuração a tensão de entrada deve ser igual a tensão de saída. No segundo quadro, *b*, um contato do reator de comutação passa para o contato 1, nesse momento existe uma diferença de potencial entre os contatos 0 e 1, essa configuração equivale à inserção da metade da bobina presente entre os contatos 0 e 1, resultando em um aumento de 0,625% da tensão de entrada, ou seja, equivale na inserção de $\frac{1}{16}$ da bobina de *taps*.

FIGURA 14 – OPERAÇÃO DE UM RT TIPO 32 DEGRAUS SUBTIPO B



FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

No último bloco, *c*, os dois contatos do comutador de *taps* estão conectados no contato 1 da bobina de *taps*, o que equivale na inserção de $\frac{1}{8}$ da bobina de *taps*, provocando um aumento da tensão de entrada em 1,25%. Percebe-se que a cada transição completa entre os contatos da bobina de *taps* equivale a duas comutações e como a bobina de *taps* está dividida em oito partes iguais, tem-se 16 comutações até chegar ao extremo da bobina e como o RT possui a chave inversora de polaridade, existem mais 16 comutações para a posição de redutor de tensão, totalizando 32 opções de comutações, como sugere o tipo do equipamento, além da posição inicial.

O controle do RT é feito basicamente através de três ajustes, a tensão de referência que é a tensão desejada na saída do regulador, a largura de faixa que são os limites inferior e superior que o RT deve obedecer e a temporização que é o tempo de espera antes de iniciar uma comutação. As escolhas desses parâmetros devem ser bem definidas e ajustadas, caso contrário pode ocorrer chaveamentos excessivos ou regulação indesejada de tensão.

O crescimento da inserção de GFV, principalmente com o problema de flutuação de injeção de potência que causa a flutuação de tensão, pode fazer com que o RT faça chaveamentos desnecessários, conforme explicado no trabalho de Agalgaonkar, Pal e Jabr (2014). Desta forma novas estratégias de controle devem ser

estudadas para a comutação de *taps* dos RTs para evitar a redução de vida útil dos mesmos com chaveamento desnecessários, bem como controles que permitam o correto funcionamento dos RTs em redes de circulação de fluxo de potência em ambos os sentidos.

Outro problema decorrente da crescente inserção de GFV está na inversão do sentido do fluxo de potência na rede de distribuição, segundo Szuvoviviski (2008) modelos de RTs mais recentes possuem modificações para detectar a inversão de fluxo, entretanto na operação de RTs antigos que consideram apenas um sentido de funcionamento, o fluxo do sentido inverso faz com que o RT agrave a situação da rede abaixando mais a tensão em situação de subtensão ou aumentando ainda mais a tensão em situação de sobretensão. Assim, devem ser aplicadas mudanças para se evitar o problema de inversão de fluxo na operação de RTs ou devem ser substituídos por modelos mais modernos.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo descreveu a respeito da padronização de parâmetros de qualidade de energia em redes de distribuição, apontando que os parâmetros que tratam do perfil de tensão em regime permanente e da manutenção de FP ideal são objetos de estudo nesta dissertação, principalmente em redes com inserção de GFV.

Para manutenção destes dois principais parâmetros, este trabalho trata da instalação de BCs e RTs, cujos princípios básicos de funcionamento foram também descritos nesse capítulo, além do estabelecimento das seguintes premissas de estudo:

- i. Para alocação de BC, o método, a ser descrito no capítulo 5, determina em quais barras da rede de distribuição se deve instalar os bancos especificando o tamanho (em kvar) e o tipo (fixo ou automático);
- ii. Os BCs fixos são dimensionados para compensação de reativos em todos os patamares de carga, os automáticos são para carga média e/ou pesada;
- iii. Para a alocação do RT, será usado o regulador de 32 Degraus subtipo B que permite a regulação de tensão de $\pm 10\%$, com cada *tap* correspondendo a 0,625% de variação de tensão;
- iv. Para alocação de RT, o método utilizado, a ser descrito no capítulo 5, determina em quais linhas da rede de distribuição se deve instalar os RTs

especificando o nível de tensão a ser ajustado na saída dos mesmos;

- v. Como se deseja uma regulação de $\pm 10\%$ com o menor custo possível, será considerada a conexão de dois RTs monofásicos em delta aberto em uma linha de distribuição trifásica não aterrado, onde cada RT proporciona uma regulação de $\pm 10\%$ para a fase em que está conectado e 5% para a fase adjacente, com isso a terceira fase também terá $\pm 10\%$ de regulação.

4 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA E DESPACHO DE POTÊNCIA REATIVA

Inicialmente, a GFV esteve voltada apenas para aplicações espaciais devido ao alto custo de investimento. Após algum tempo esse tipo de geração passou a ser uma solução viável para alimentação de sistemas isolados da rede elétrica funcionando com um grupo de baterias, sendo denominados isolados (*off-grid*).

No século XXI, esse tipo de geração passou a ter maior importância para a geração em sistemas de distribuição de energia elétrica, devido ao avanço tecnológico, barateamento dos custos e a possibilidade da conexão à rede. Tais arranjos conectados aos sistemas elétricos são denominados *on-grid*, que além de pequenas unidades residenciais ou comerciais podem ser conectados de forma centralizada (TOLMASQUIM, 2016).

O Brasil é um país que apresenta condições vantajosas para o aproveitamento energético desse recurso solar, pois o país está situado em uma região que possui incidência mais vertical dos raios solares o que resulta em elevados índices de radiação solar em quase todo o território inclusive durante o inverno.

Dessa forma, este capítulo tem por objetivo apresentar a situação normativa no país deste tipo de geração, as características de um sistema de GFV conectada à rede elétrica, as formas de controle de despacho dos inversores que fazem parte da GFV, bem como a utilização dos inversores deste sistema para a compensação de potência reativa durante a noite ou em períodos com baixa geração de potência ativa, como durante o amanhecer, o anoitecer ou períodos de sombreamento.

4.1 REGULAMENTAÇÃO VIGENTE SOBRE GFV DISTRIBUÍDA

No Brasil a GFV distribuída só foi regulamentada pela ANEEL em 2012 através da Resolução Normativa nº 482, ANEEL (2012), que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, sistema de compensação de energia elétrica, e outras providências. Esta resolução, ainda em vigor, já passou por diversas atualizações realizadas por intermédio de outras resoluções normativas. Conforme estabelecido, existe duas classificações predominantes de geração distribuída:

- microgeração distribuída – central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração

qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

- minigeração distribuída – central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Entretanto, existe uma limitação de geração por unidade consumidora conforme estabelecido na Resolução Normativa 482, (ANEEL, 2012), que representa a mesma potência disponibilizada pelo sistema de distribuição à unidade consumidora calculada pela equação (2). Caso o consumidor queira instalar uma central geradora com potência maior que o limite máximo estabelecido, deve-se solicitar, conforme regulamentação, o aumento da potência disponibilizada pela rede de distribuição para o consumidor, sendo dispensado o aumento da carga instalada na unidade. Esta potência disponibilizada, refere-se à categoria de atendimento do dimensionamento da entrada de serviço da unidade consumidora definida durante a elaboração do projeto elétrico da mesma e não tem relação com a potência contratada utilizada para fins de faturamento em unidades consumidoras de alta tensão.

$$S_{fv} = f_{uc} * Vn_{uc} * In_{uc} \quad (2)$$

onde:

S_{fv} – potência aparente da unidade de geração;

f_{uc} – fator de multiplicação de acordo com o tipo do sistema do consumidor, 1 para sistema monofásico ou $\sqrt{3}$ para sistema trifásico;

Vn_{uc} – tensão nominal da unidade consumidora;

In_{uc} – corrente nominal da unidade consumidora de acordo com seu dispositivo de proteção.

Outra característica importante regulamentada é a questão do sistema de compensação de energia, no qual o excesso de geração por parte da unidade consumidora é injetado na rede de distribuição e cedida por meio de empréstimo gratuito à concessionária. Posteriormente esse empréstimo é compensado com o consumo de energia elétrica ativa da unidade consumidora.

A COPEL possui uma norma técnica que trata sobre este assunto, a NTC 905100, COPEL (2017), que tem por objetivo fornecer os requisitos para o acesso de geradores de energia elétrica, com potência superior a 75 kW, ao sistema de distribuição de energia elétrica em MT de distribuição e em alta tensão de distribuição até 138 kV. Para acesso aos procedimentos de conexão de unidades consumidoras com microgeração, deve-se consultar a própria COPEL.

Apesar de ainda não existir regulamentação nacional referente a geração ou consumo de potência reativa por parte da GFV, a NBR 16149 de 2013 que estabelece recomendações específicas para a conexão de GFV na rede de distribuição, ABNT (2013), estabelece critérios de operação do inversor conforme a potência nominal de operação da seguinte forma:

- inversores de até 3 kW deve operar com FP unitário, com tolerância de trabalho entre 0,98 capacitivo ou indutivo e sem controle;
- inversores maiores de 3 kW até 6 kW deve ter possibilidade de operar com FP de mínimo de 0,95, seguindo uma curva definida e para situações de sobretensão;
- inversores maiores de 6 kW devem ter possibilidade de operar com FP mínimo de 0,9, seguindo uma curva de operação definida e ter capacidade de telecomando de controle.

No contexto internacional, o IEEE recentemente publicou a norma 1547 de 2018 que tem como foco padronizar os requisitos e os ensaios necessários para a interoperabilidade e a interconexão de GD com interfaces de sistemas elétricos de potência associadas, (IEEE, 2018a). Esta norma estabelece que a GD deve ser capaz de gerar ou consumir potência reativa para níveis de maiores ou igual de potência ativa mínima ou de 5% da potência ativa nominal, bem como, deve ser capaz de limitar a geração de potência ativa se necessário.

Em IEEE (2018b) é apresentado um estudo sobre os impactos da norma do IEEE 1547 de 2018 em inversores inteligente e destacam que é necessidade futura de inversores inteligentes a capacidade de suporte de potência reativa mesmo durante a noite quando não tem energia de entrada na GD. Este tipo de informação evidencia a importância do tema abordado nesta dissertação de despachar os sistemas de GFV, sendo um tema novo e relevante para o setor.

Conforme já abordado no capítulo 2, o despacho de GFV vem sendo amplamente abordada nos trabalhos atuais em todo o mundo, principalmente para

suporte de reativo em períodos em que a GFV não está gerando potência ativa, como o período noturno, por exemplo, ou em períodos com baixo aproveitamento solar. Todos destacam a importância de tal aplicação para ajudar a mitigar os efeitos negativos da alta penetração de GFV, bem como, para aplicações de controle Volt/var.

Outro ponto que deve ser observado é a preservação da QEE do sistema, conforme o módulo 8 do PRODIST que abrange produtores de energia, embora esses estudos estejam mais concentrados em grandes centrais geradoras, a alta penetração de microgeração e minigeração no sistema pode apresentar riscos para o sistema a longo prazo, dessa forma estudos devem ser feitos para verificar o impacto da inserção destas pequenas unidades de GFV no sistema com capacidade de controle do DPR.

4.2 SISTEMA DE GFV CONECTADA A REDE

Conforme Jäger *et al.* (2014) existem basicamente três tipos de sistemas de GFV, o primeiro tipo é o sistema isolado que podem alimentar determinada carga diretamente durante o período de geração ou armazenar a energia gerada durante o dia em conjunto de baterias para utilização durante a noite. O segundo tipo compreende em sistemas híbridos que consiste na GFV e um método complementar de geração tal como eólica, gás natural ou diesel, este tipo de sistema é mais complexo do que o anterior e necessita de um controle mais sofisticado.

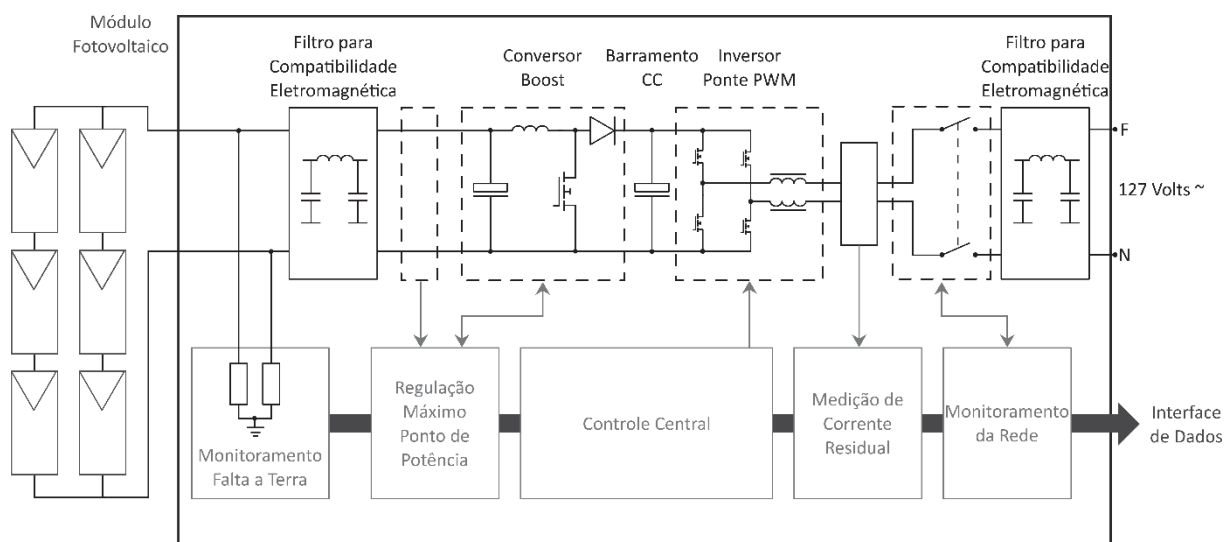
O terceiro tipo de sistema de GFV é o sistema conectado à rede de distribuição, *on-grid*, este tipo de sistema pode ser encontrado em aplicações centralizadas com parques geradores dedicados conectados diretamente na rede de alta tensão ou de MT, mas tem se tornado cada vez mais popular para aplicações distribuídas em residências e comércios. Tradicionalmente este tipo de sistema não necessita de baterias para armazenar energia, já que o excedente de geração é injetado diretamente na rede. Entretanto como visto na revisão da literatura, essa condição pode gerar sobretensões no sistema em períodos de máxima geração, considerando uma alta penetração de GFV, logo já existem estudos como o de Li, Ayyanar e Vittal (2016) que procuram alocar sistemas de armazenamento no sistema.

Considerando o sistema de GFV conectado à rede, conforme apresentado em Jäger *et al.* (2014), os principais equipamentos que podem fazer parte deste sistema consistem em:

- módulo fotovoltaico;
- inversor conectado à rede⁵;
- SAE;
- transformador de ligação;
- dispositivos de proteção em corrente contínua e corrente alternada.

Para um sistema de GFV aplicado na rede distribuição, vendidos para aplicação residencial e comercial, não se faz o necessário o uso de SAE, pois a própria rede de distribuição acaba desempenhando a função de um SAE, nem do transformador de ligação quando o sistema está conectado na rede de BT. A FIGURA 15 apresenta um exemplo esquemático de um sistema de GFV típico monofásico para a aplicação residencial sem transformador de ligação.

FIGURA 15 – EXEMPLO DE UM SISTEMA DE GFV MONOFÁSICA CONECTADA A REDE



FONTE: Adaptado de JÄGER *et al.* (2014).

Basicamente o sistema é composto do módulo fotovoltaico que gera energia elétrica em corrente contínua. Este módulo é acoplado a um conversor de corrente contínua do tipo *boost*⁶ por meio de um filtro para compatibilidade eletromagnética. A saída deste conversor alimenta um barramento em corrente contínua carregando um

⁵ Inversor conectado à rede é um equipamento que contempla conversor de corrente contínua, capacitor no barramento em corrente contínua, inversor de tensão e filtros para compatibilidade eletromagnética.

⁶ O conversor de corrente contínua do tipo *boost* tem a função de elevar a tensão de entrada para um determinado valor especificado e, mantê-la constante para uma determinada faixa de variação da tensão de entrada ajustando o tempo de chaveamento. Este conversor é utilizado para realizar a função de rastreamento do máximo ponto de potência do módulo fotovoltaico.

capacitor que funciona como filtro e fonte de tensão de entrada para o inversor de tensão na configuração em ponte completa e operação das chaves com PWM⁷. Na saída deste inversor existe um indutor responsável por fazer o acoplamento com a rede elétrica, sendo uma peça fundamental para o controle de corrente de saída do inversor. Geralmente, esta indutância representa a indutância de dispersão do enrolamento primário e secundário de um transformador, entretanto na ausência de um transformador ou quando sua indutância de dispersão não é suficiente, é necessário a inclusão de um indutor. Por fim, este inversor é acoplado à rede elétrica por meio de mais um filtro para compatibilidade eletromagnética.

Todo este processo funciona com o intermédio de um sistema de controle central que atua diretamente no inversor de tensão com base em medições em tempo real. Este controle central é a peça fundamental que permite realizar o DPR, mesmo quando os módulos fotovoltaicos estão fora de operação. Sendo assim, destes equipamentos, os principais responsáveis pelo DPR são o inversor de tensão em ponte completa e o capacitor no barramento em corrente contínua.

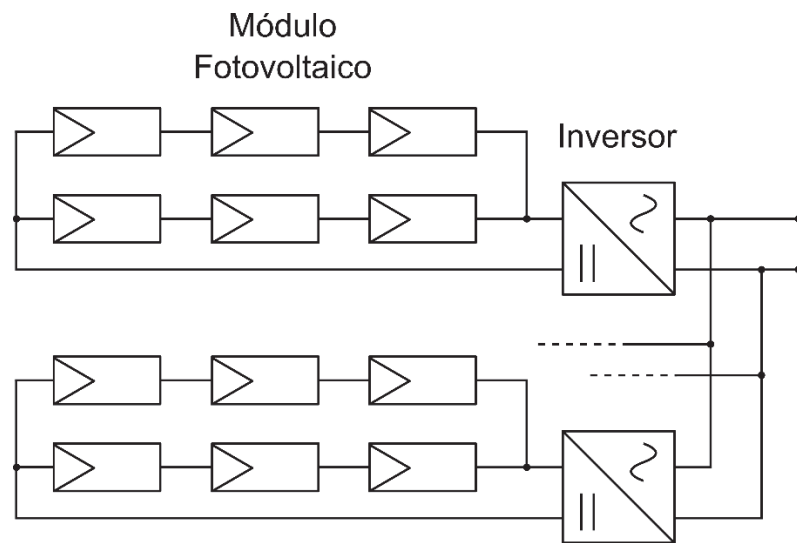
4.3 DESPACHO DE POTÊNCIA EM INVERSORES

Segundo Tolmasquim (2016) os inversores são equipamentos de alta eficiência, podendo atingir até 98%, e podem ser classificados basicamente como inversores centrais, inversores *string* e microinversores.

Os inversores centrais são inversores de grande porte com potência nominal variando de kW a MW e são especialmente utilizados em grandes usinas fotovoltaicas, são unidades trifásicas na qual são conectados vários módulos fotovoltaicos.

Os inversores *string* são os mais utilizados em instalações residenciais e comerciais e podem ser monofásicos ou trifásicos dependendo da potência de geração do sistema, geralmente os pequenos sistemas residenciais utilizam inversores monofásicos conectados à rede. Conforme mostra a FIGURA 16, este tipo de inversor basicamente funciona com um conjunto de módulos que podem ser conectados em série, em paralelo ou em série-paralelo ao inversor, podendo existir vários conjuntos de módulos com inversores de pequeno porte na mesma instalação.

⁷ PWM é uma forma de modulação baseada na largura de pulso (*Pulse Width Modulation*) de uma onda quadrada.

FIGURA 16 – EXEMPLO DE CONEXÃO DE INVERSORES *STRING*

FONTE: Adaptado de JÄGER *et al.* (2014).

Os microinversores por sua vez são individuais, eles são projetados para serem conectados diretamente a um módulo solar, esta característica faz com que seja possível maximizar a produção de cada módulo, além de mitigar efeitos de sombreamento sem prejudicar a produção de todo o arranjo. Entretanto os custos de investimentos iniciais, operação e manutenção são maiores além de apresentar uma menor eficiência em relação aos inversores maiores.

Jäger *et al.* (2014) salienta que em geral os inversores dos sistemas fotovoltaicos devem ter as seguintes características:

- inversores devem ter alta eficiência porque o proprietário do sistema solar requer a máxima geração de energia absoluta possível para ser entregue para a rede ou carga;
- requisitos especiais em relação a potencial entre a geração solar e a terra (dependendo do tipo do módulo solar);
- atributos especiais de segurança como capacidade de detecção de ilhamento ativo;
- baixo limites para harmônicos de correntes de linha. Este requerimento é reforçado por leis em vários países que regulam limites harmônicos de fontes e cargas;
- requisitos especiais em interferência eletromagnética, o qual é regulado por leis em vários países;

- em muitas situações o sistema de geração solar está sendo instalado ao tempo e os inversores devem aderir a certas especificações com relação a temperatura e umidade, por exemplo IP 54⁸.
- projetado para altas temperaturas ambientes;
- projetado para 20 anos de operação sob severas condições ambientais;
- operação silenciosa (sem ruído audível);
- FP próximo a unitário.

Conforme já apresentado na revisão da literatura, existe um problema com relação ao FP da GFV o que provoca a circulação de excedente de reativo no sistema de distribuição. Sendo assim, faz-se necessário estudar a possibilidade de realizar o DPR nos inversores para buscar a mitigação dos impactos negativos proveniente da alta penetração de GFV. Segundo Albuquerque *et al.* (2010), esse tipo de despacho é possível utilizando inversores com tipologia de fonte de tensão, que contemplam a conexão de capacitor no barramento em corrente contínua.

4.3.1 Estratégias de Controle para Despacho de Inversores

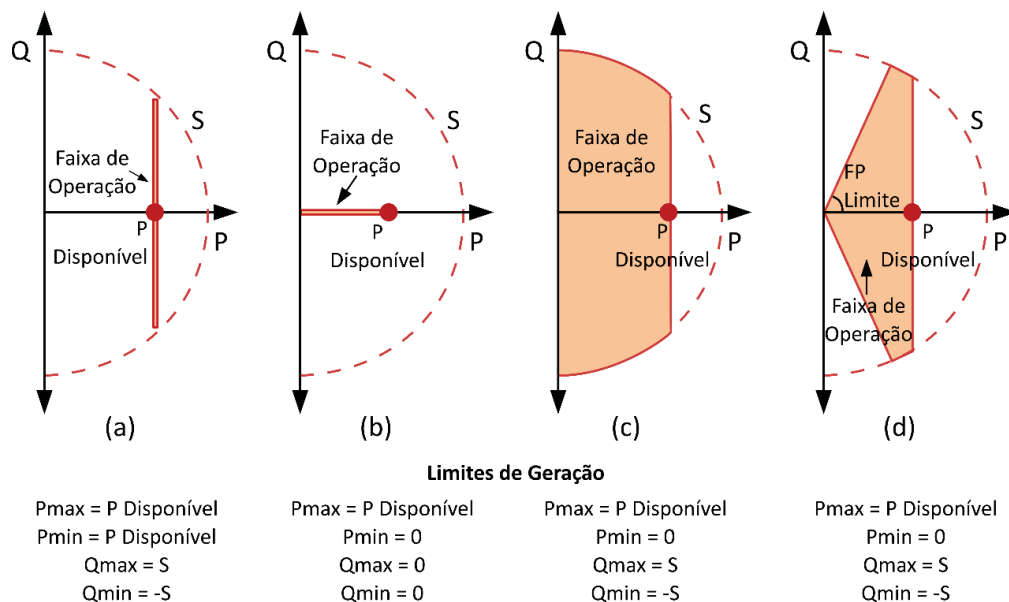
O despacho de potência ativa e reativa no inversor de tensão é limitado pela potência nominal aparente do inversor. Tal característica permite representar a capacidade de geração de potência ativa e reativa em curvas similares às curvas de capacidade de máquinas síncronas, ou seja, o espaço de operação do inversor pode ser visto em um plano PQ representando o semicírculo em torno do eixo positivo de potência ativa.

O comportamento deste semicírculo é definido de acordo com a possibilidade de operação do inversor. A maioria dos trabalhos encontrados que trabalham com despacho de inversores apresenta a curva de capacidade utilizada em seus estudos. Dentre eles pode-se citar Dall'Anese, Dhople e Giannakis (2014) que apresentam uma estrutura unificada para despacho ótimo de inversores envolvendo a solução de um FPO. Neste trabalho, é apresentado as estratégias de controle possíveis com a tecnologia atual de inversores utilizadas para regulação de tensão.

⁸ IP 54 refere-se à proteção de um equipamento contra contato e contra a entrada de corpos sólidos estranhos e água. Neste caso, o número 5 oferece proteção completa ao contato e proteção contra o depósito de poeira perigosa, ou seja, não previne completamente a entrada de poeira. Já o número 4 oferece proteção contra jato de água dirigido direto para o invólucro em todas as direções, sem que haja qualquer efeito prejudicial.

A FIGURA 17 apresenta quatro regiões típicas de operação de inversores de tensão para GFV e os limites de geração⁹ de potência ativa e de potência reativa que devem ser considerados para a modelagem do problema, dependendo do tipo de controle adotado. A primeira região, apresentada na parte (a), representa o caso de geração ou absorção de potência reativa para um determinado ponto de operação de potência ativa disponível. Neste caso, quanto menor a quantidade de potência ativa fornecido pelo módulo fotovoltaico, maior a quantidade de potência reativa disponível para o despacho e vice-versa.

FIGURA 17 – REGIÕES DE OPERAÇÃO PARA INVERSORES DE TENSÃO COM CONTROLE DE DESPACHO



FONTE: Adaptado de DALL'ANESE, DHOPE E GIANNAKIS (2014).

A parte (b) representa a segunda região de operação. Neste caso, têm-se a GFV operando sempre com FP unitário, ou seja, não é permitido o suporte de reativo. Entretanto, é possível ajustar o despacho de potência ativa a ser entregue pelo sistema de GFV, ou seja, é realizado o corte de potência ativa à medida que ocorra sobretensão no ponto de conexão. A terceira região de operação consiste basicamente na combinação das características das duas anteriores, ou seja, é possível controlar o despacho tanto de potência ativa e reativa. Esta região garante a

⁹ O tópico 5.1.2.3 discute, com maior detalhamento, os limites de geração de potência ativa e de potência reativa que devem ser utilizados na modelagem de cada região de operação.

maior flexibilidade de operação do inversor para atingir os objetivos pretendidos de despacho e está representado na parte (c) da figura.

Por fim, a parte (d) da figura apresenta a quarta região de operação. Esta região tem o mesmo princípio de operação da anterior, porém, considera a possibilidade de existência de um valor de FP mínimo de limite de operação do inversor. Neste caso, a quantidade de potência reativa disponível para o despacho fica restrita a quantidade de potência ativa disponível, por exemplo, se a quantidade de potência ativa disponível é baixa, a quantidade de potência reativa também será baixa devido ao FP limite, mesmo que o inversor não tenha alcançado seus limites nominais. Já, por outro lado, se a quantidade de potência ativa disponível seja alta, a quantidade de potência reativa estará limitada pela capacidade nominal do inversor, mesmo que o FP limite não seja atingido. Em resumo, nesta região de operação a quantidade de potência reativa despachada sempre será limitada pelo valor do FP limite ou pela capacidade nominal do de despacho do inversor, sendo que o DPR nesta região é possível somente com a existência do despacho de potência ativa.

Com exceção da segunda e a quarta região de operação, percebe-se que na primeira e na terceira região existe a possibilidade de DPR mesmo quando não existe geração de potência ativa, o que sugere a possibilidade de operação do sistema de GFV fora do período diurno, ou seja, durante a noite. Entretanto, também é possível o DPR quando os níveis de geração de potência ativa são baixos devido à baixa irradiação, por exemplo, no início de operação diurna pela manhã, no fim de operação diurna ou em dias nublados.

A modelagem desenvolvida nesta dissertação permite a operação dos sistemas de GFV em todas as regiões de operação aqui descritas, entretanto, será considerada nas simulações apenas primeira região de operação adaptada para operar com um valor de FP limite, representando o viés operativo abordado na regulação brasileira vigente, no qual se tem compensação apenas pela injeção de potência ativa. Assim, a GFV irá operar com a potência ativa disponibilizada para o momento e irá contribuir com o DPR conforme a capacidade nominal dos inversores. Também será considerado a capacidade de suporte de reativo noturno por parte dos inversores.

Esta primeira região de operação adaptada e proposta neste trabalho pode ser considerada como uma quinta região de operação e será abordada com mais detalhes no tópico 5.1.2.3.

4.4 COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NOTURNA COM INVERSORES

Equipamentos que possuem a capacidade rápida de geração exclusiva de potência reativa para compensação e controle de tensão, com o intuito de mitigar os efeitos da flutuação de tensão (causado principalmente pela integração de fontes renováveis na rede), correção de FP e balanceamento de carga, são conhecidos como Compensador Estático Síncrono (STATCOM¹⁰). Muitos trabalhos que estudam a compensação de potência reativa com a GFV quando conectadas em redes de transmissão, como Varma *et al.* (2012), utilizam este termo para destacar a aplicação da operação de GFV como fonte de compensação rápida de potência reativa, ou seja, GFV com operação similar a um STATCOM. Já quando a compensação é estudada na rede de distribuição comumente é utilizado o termo Volt/var que consiste em controlar a tensão por meio do controle do DPR da GFV, conforme visto anteriormente.

Desta forma, um sistema de GFV com inversores com tipologia de fonte de tensão apresenta aspectos construtivos similares a um equipamento STATCOM. Isto possibilita que, com um adequado sistema de controle, seja utilizado os inversores presentes nos sistemas de GFV para este fim, compensando o excedente de reativo do sistema em todas as horas do dia.

Assim, esse tópico tem como objetivo explicitar de maneira sucinta este processo de geração de potência reativa em sistemas de GFV durante a noite, apesar que os conceitos aqui apresentados podem ser utilizados para entender o processo de geração de potência reativa também durante o dia, respeitando os limites operativos do inversor. Para isso, primeiramente serão abordados o conceito de potência reativa seguido do princípio de operação noturna do inversor.

4.4.1 Conceito de Potência Reativa

É de conhecimento fundamental que a potência elétrica é o resultado do produto da tensão elétrica e da corrente elétrica. Para sistemas em corrente alternada, que apresentam comportamento senoidal, os valores resultantes deste produto podem ter significados diferentes dependendo do deslocamento angular entre a tensão e

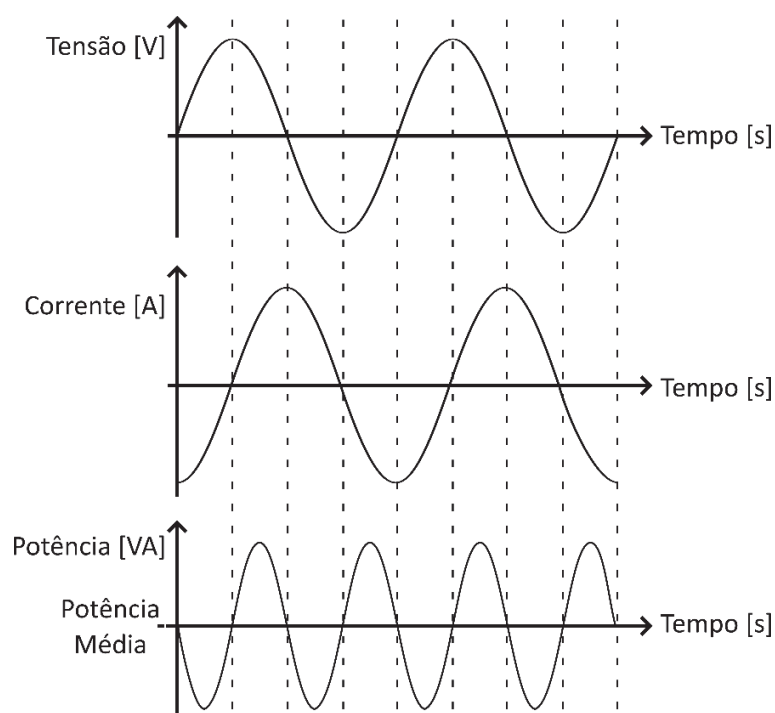
¹⁰ O STATCOM é um equipamento da família Sistema de Transmissão Flexível em Corrente Alternada (FACTS) que incorpora eletrônica de potência. Neste caso, o STATCOM é baseado em um inversor do tipo fonte de tensão com chaves controladas que pode gerar potência reativa indutiva ou capacitiva.

a corrente, podendo ser definida como potência ativa e potência reativa, sendo que ambas compõem a potência aparente.

O conceito de potência reativa surge quando o valor do deslocamento angular apresenta 90° , que resulta em uma forma de onda de potência com semiciclos positivo e negativo com a mesma amplitude e tempo de duração. Isto faz com que a potência média resultante desta forma de onda seja nula, ou seja, não existe consumo de potência útil neste caso, pois a quantidade de potência absorvida durante um semiciclo é devolvida no semiciclo seguinte, sobrecarregando a rede elétrica com este tipo de fluxo.

A FIGURA 18 apresenta este comportamento de onda resultante de potência reativa. Este tipo de potência pode se manifestar de duas maneiras, quando a corrente está atrasa em 90° em relação à tensão ela é definida como potência reativa indutiva, conforme apresentado na figura. Entretanto, quando a corrente está adiantada em relação à tensão em 90° ela é definida como potência reativa capacitiva.

FIGURA 18 – POTÊNCIA RESULTANTE PARA CORRENTE ATRASADA EM 90° COM A TENSÃO



FONTE: O autor (2018).

Para fins de transmissão e distribuição de energia elétrica, é de interesse que a potência aparente apresente, na medida do possível, apenas a componente correspondente a potência ativa, pois conforme a parcela de potência reativa aumenta

na potência aparente, têm-se o aumento da perda de energia elétrica e o sobrecarregamento de equipamentos e linhas da rede elétrica, além de problemas de QEE como baixo FP e níveis de tensão violados dependendo do carregamento da rede. Entretanto, este tipo de potência é importante para manter o campo eletromagnético de equipamentos industriais, sendo necessário a compensação próxima a estas cargas para aliviar os sistemas de transmissão.

Sendo assim, é muito importante a compensação de potência reativa, para maximizar a quantidade de potência ativa capaz de ser transportada pelas linhas. Conforme visto neste tópico, a potência reativa pode ser produzida, sem nenhuma influência de componente de potência ativa, apenas com o deslocamento da corrente em relação a tensão no ponto de conexão.

Garantir que um ponto de conexão apresente a corrente e a tensão defasadas em 90° , assegura que este ponto não esteja consumindo e nem produzindo potência ativa, sendo exatamente o que ocorre no DPR em inversores quando os módulos fotovoltaicos estão fora de operação, conforme será detalhado no próximo tópico. Como o inversor consiste em uma fonte de corrente, é possível controlá-lo para que sua corrente de saída apresente a defasagem adequada de 90° em relação à tensão da rede, evitando que o capacitor do barramento de corrente continua descarregue totalmente ou carregue demasiadamente.

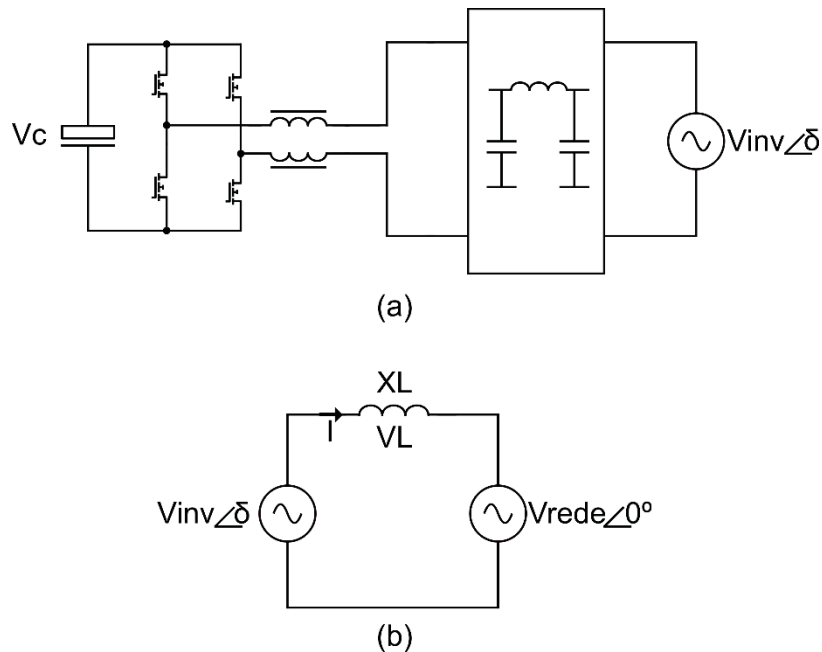
4.4.2 Princípio de Operação Noturna do Inversor

Em termos de geração e consumo, para fins didáticos a análise do inversor pode ser aplicada de forma análoga a uma máquina síncrona conectada em um barramento infinito¹¹. Entretanto, a dinâmica do inversor é muito rápida devido à ausência da inércia do rotor presente em máquinas síncronas, mas faz com que o controle do inversor seja dependente de um sinal de retorno da tensão da rede. (ALBUQUERQUE *et al.*, 2010).

Como durante a noite o módulo fotovoltaico e o conversor de corrente contínua estão inoperantes, desta forma o circuito da FIGURA 15 pode ser simplificado para o circuito representado na parte (a) da FIGURA 19.

¹¹ Em um barramento infinito não existe variação de tensão e frequência devido a elementos conectados a ele, ou seja, os efeitos são desprezíveis, pois é suposto que a quantidade de energia presente neste barramento é muito superior do que a quantidade de energia manipulada localmente.

FIGURA 19 – CIRCUITO EQUIVALENTE DO INVERSOR PARA OPERAÇÃO NOTURNA



FONTE: O autor (2018).

Nesse caso, os elementos participativos no processo de geração se resumem no barramento em corrente contínua, no qual funciona como fonte de tensão contínua de entrada para o inversor representado por V_c , e pelo inversor e seus componentes de saída resultando na tensão eficaz de saída do inversor V_{inv} e um ângulo de fase δ . Já a parte (b) da figura representa o circuito equivalente para um inversor conectado à rede elétrica, representado pela tensão eficaz da rede definido como V_{rede} com ângulo de fase zero, pela tensão eficaz do inversor e por uma reatância de acoplamento indutiva representado por X_L .

Desta forma, para que o inversor funcione durante o período noturno é necessário garantir que o capacitor no barramento em corrente contínua esteja carregado, para permitir que exista uma tensão V_{inv} de saída. A operação noturna dos inversores envolve dois passos, o pré-carregamento do capacitor do barramento em corrente contínua para atuar como fonte de tensão de entrada e a regulação da tensão V_c dentro dos limites durante a compensação de potência reativa. O processo de pré-carregamento do capacitor pode ser feito utilizando o inversor como retificador utilizando as chaves antiparalelas do circuito, para isso é necessário que o sistema de controle do inversor seja capaz de ajustar o tempo e a sequência de chaveamento. Entretanto é importante garantir que a tensão e corrente de pico durante este processo

seja abaixo dos valores nominais dos equipamentos do inversor, caso contrário, deverá ser usado um limitador de corrente para evitar danos no equipamento. (MAKNOUNINEJAD *et al.*, 2011).

Uma vez carregado, poderia ser assumido que este capacitor nunca descarregaria quando o inversor estivesse operando a noite, pois conforme visto no tópico anterior, a potência reativa não consome e nem produz potência ativa, mas funciona para regular a tensão no barramento de corrente contínua. Entretanto, ocorre descarga gradativa deste capacitor para suprir as perdas de potência ativa inerente da operação do inversor. Desta forma, é necessário que estas perdas sejam supridas pela rede para a manutenção do valor da tensão V_c especificado, ou seja, não é possível a operação do inversor com FP nulo, ele deve sempre operar com um FP muito próximo a zero para garantir que o capacitor não seja descarregado.

Com o capacitor atuando como fonte de tensão de entrada para o inversor durante a noite, a operação como compensador de potência reativa é habilitada. Porém, os valores de potência ativa e reativa compartilhada com a rede elétrica dependem dos valores de V_{inv} e δ . Assumindo o circuito equivalente da parte (b) da FIGURA 19 é possível definir as seguintes equações para o problema, conforme apresentado em Albuquerque *et al.* (2010):

$$V_L = V_{inv} - V_{rede} \quad (3)$$

$$P_{inv} = \frac{V_{rede} * V_{inv}}{X_L} * \sin(\delta) \quad (4)$$

$$Q_{inv} = \frac{V_{inv}^2 - V_{rede} * V_{inv} * \cos(\delta)}{X_L} \quad (5)$$

onde:

V_L – Queda de tensão no indutor de acoplamento;

V_{inv} – tensão eficaz na saída do inversor;

V_{rede} – tensão eficaz na rede elétrica de conexão;

δ – ângulo de fase da tensão do inversor em relação a tensão da rede;

P_{inv} – potência ativa gerada na saída do inversor;

Q_{inv} – potência reativa gerada na saída do inversor.

Observando as equações (3) e (4), percebe-se que a potência ativa e a potência reativa de saída do inversor são dependentes dos valores de V_{inv} e δ . Para que seja possível a geração de potência ativa é necessária que a defasagem angular

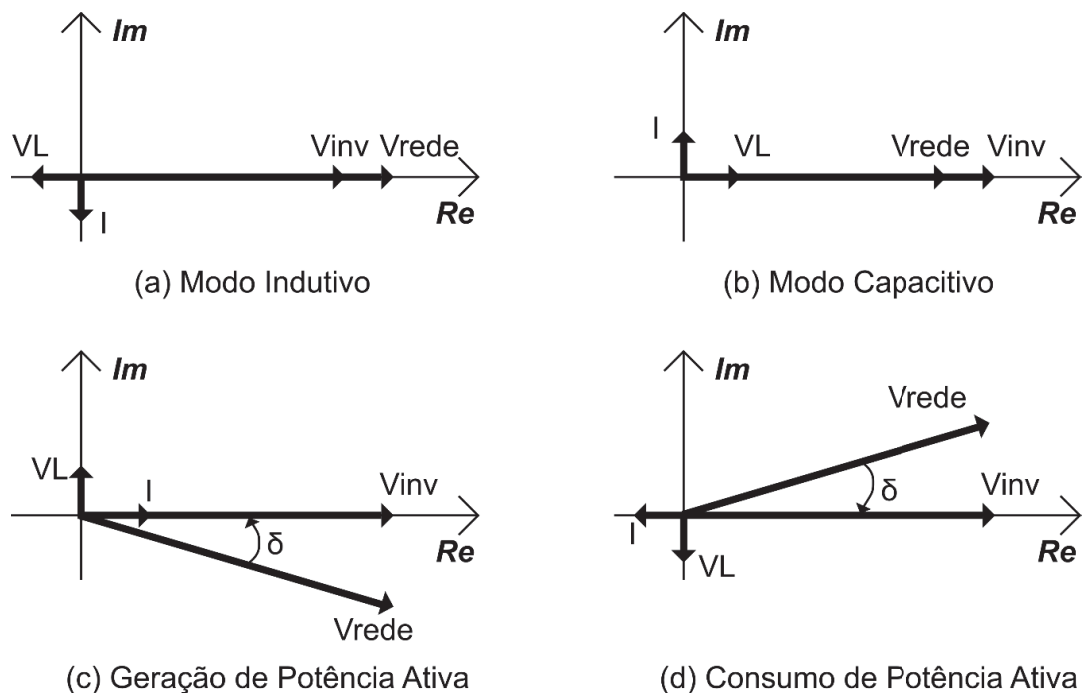
da tensão do inversor e da tensão da rede seja diferente de zero, caso contrário não se tem geração de potência ativa. Como na operação noturna do inversor se tem interesse apenas pela potência reativa compensada, é necessário garantir que a tensão do inversor esteja em fase com a tensão da rede, ou seja, δ igual a zero.

Em relação a possibilidade de geração potência reativa, percebe-se que existe uma dependência dos valores de magnitude de tensão entre as fontes, podendo apresentar as seguintes condições:

- Se V_{inv} for igual a V_{rede} não existe geração de potência reativa;
- Se V_{inv} for maior que V_{rede} existe a geração de potência reativa, ou seja, modo de operação capacitivo;
- Se V_{inv} for menor que V_{rede} existe o consumo de potência reativa, ou seja, modo de operação indutivo.

Assim, para controlar o DPR é necessário regular a magnitude da tensão de saída do inversor. A FIGURA 20 apresenta o diagrama fasorial do controle do despacho de potência ativa e de potência reativa no inversor descrito neste capítulo. Entretanto, estes pontos de operação são atingidos somente se o inversor possuir um sistema de controle robusto.

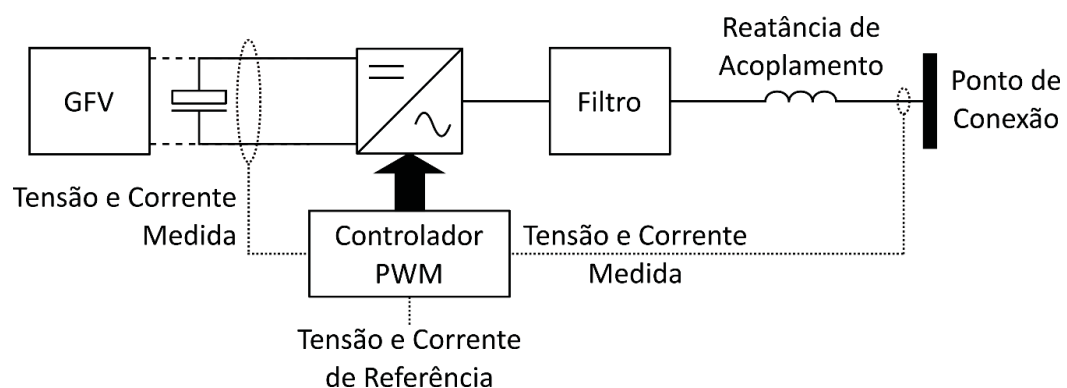
FIGURA 20 – DIAGRAMA FASORIAL APRESENTANDO O CONTROLE DO DESPACHO NO INVERSOR



Conforme citado no início deste tópico, esta analogia com máquinas síncronas é útil para fins didáticos e para o entendimento do conceito. Entretanto a operação do equipamento está baseada nos tempos de chaveamento dos interruptores de potência que compõe o inversor que irá produzir uma corrente defasada em 90° em relação a tensão da rede através de um sistema adequado de controle. Este processo de chaveamento em alta frequência induz a circulação de corrente em um determinado sentido no indutor de acoplamento, fazendo com que o valor da corrente aumente ou diminua conforme os tempos de operação dos interruptores. Assim, percebe-se que o controle de V_{inv} e δ apresentado na analogia com máquinas síncronas é feito apenas com o controle da corrente de saída do inversor de tensão, garantido a defasagem de 90° em relação a tensão de rede.

O sistema de controle do inversor depende de medições de variáveis em campo para operar. Dependendo da topologia do sistema de controle adotado, tais variáveis costumam geralmente ser a corrente e a tensão no barramento de corrente contínua e a corrente e a tensão no ponto de conexão do inversor após a indutância de acoplamento. Com base nestas medições e nos valores de referência definidos, o sistema de controle define os tempos de chaveamento das chaves do inversor ajustando a forma de onda do controlador PWM. A FIGURA 21 ilustra este processo, entretanto não apresenta os detalhes internos da malha de controle por não apresentar um padrão único de controle e por não ser escopo deste trabalho a manipulação de controle. Existem diversos estudos na área que abordam esta estrutura de forma diferenciada conforme a proposta de cada trabalho, como Albuquerque *et al.* (2010), Maknouninejad *et al.* (2011), AC (2013) e Leone, Neto e Vilela Junior (2018).

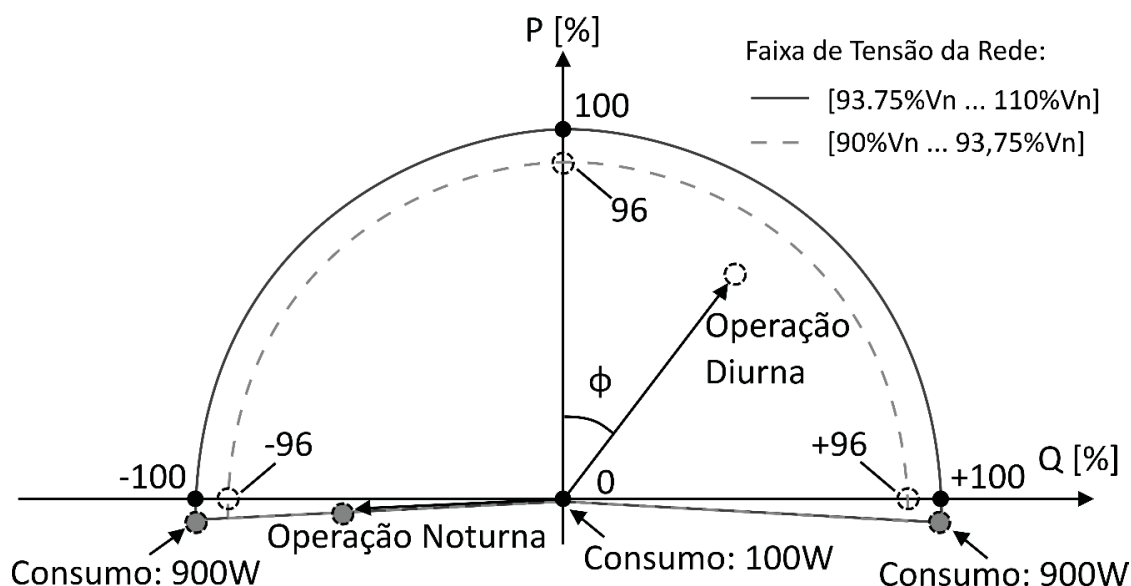
FIGURA 21 – SISTEMA DE CONTROLE DO INVERSOR E AQUISIÇÃO DE MEDIDAS



FONTE: O autor (2018).

Inversores modernos, como o TRIO da marca ABB, já possuem esta aplicação de capacidade de compensação de potência reativa, conforme mostra a FIGURA 22. Percebe-se que esta curva considera o consumo de potência ativa do inversor para suprir as perdas internas que dependem do ponto de operação de potência reativa, sendo de 100 W para a operação do inversor com FP unitário durante o dia e 900 W para a operação noturna, ou seja, o inversor não opera com FP zero, e é necessário um pequeno consumo de potência ativa para suprir as perdas internas e não descarregar o capacitor do barramento de corrente contínua.

FIGURA 22 – CURVA DE CAPABILIDADE DO INVERSOR TRIO DA ABB 50-60 KVA



FONTE: Adaptado de ABB (2016).

Também é possível observar que o consumo interno do inversor aumenta conforme o nível de compensação reativa aumenta. O ANEXO A apresenta os dados técnicos e construtivos de um inversor desta família para potências de 50 kVA e 60 kVA com tensão nominal de 480 V em corrente alternada.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como objetivo demonstrar o princípio de funcionamento do inversor presente no sistema de GFV para a compensação de potência reativa principalmente no período noturno. Percebe-se que, apesar de não existir até o momento uma regulação oficial a respeito deste tema, os estudos já desenvolvidos

nesta área demonstram que o controle do despacho do inversor é de extrema importância para a regulação de tensão no alimentador ou no ponto local de conexão, controle do FP, redução do desequilíbrio de tensão quando a GFV é monofásica ou trifásica com neutro e fazer uso dos equipamentos do sistema de GFV durante todo o dia. Assim, trabalhos como Bonfiglio *et al.* (2014) e Jabr (2014), apresentados na revisão da bibliografia, são exemplos que justificam a abordagem realizada nesta dissertação.

No entanto, apesar da dificuldade e complexidade do sistema de controle necessário para realizar o despacho no inversor, estas características não serão exploradas neste trabalho. O sistema de GFV será modelado como uma barra PQ¹², entretanto o valor de potência reativa será despachado pelo FPO enquanto se tem um valor de potência ativa conhecida. Já para o inversor do sistema de GFV, será considerado que o mesmo já tem um controle de despacho intrínseco, sendo que seu DPR será definido pelo FPO, enquanto que a potência ativa gerada será fixa para cada patamar de operação, conforme será detalhado nos tópicos 5.1 e 5.5.

¹² No estudo de fluxo de potência é necessário definir o tipo de cada barra do sistema. Quando uma barra é definida como PQ significa que se conhece de antemão os valores de potência ativa e de potência reativa, enquanto que, os valores de tensão e de ângulo são incógnitas desta barra.

5 METODOLOGIA DA PESQUISA

Este trabalho de dissertação utiliza como ponto de partida a formulação matemática de Szuvovivski (2008) e o *software* aprimorado em Lachovicz (2016) que tem como objetivo estudar os impactos da penetração de GFV (sem controle de despacho) na alocação de BCs e RTs na rede de distribuição utilizando AG e FPO resolvido pelo Método Primal-Dual de Pontos Interiores (MPDPI).

As principais contribuições realizadas neste trabalho de dissertação, para o programa implementado por Lachovicz (2016), consiste em:

- modelar e implementar despacho diurno e noturno de potência ativa e reativa da GFV, conforme levantado na etapa de fundamentação teórica;
- modelar e implementar nova FO no FPO para minimizar o desvio de FP da SE ou de barras de GFV e em relação a um valor de FP especificado;
- permitir a alocação de BCs somente em barras de BT, somente em barras de MT ou em ambas as barras;
- atualização da interface gráfica para o usuário com as novas funcionalidades e configurações.

5.1 MODELAGEM DO FPO PARA DESPACHO DE GFV

A modelagem do FPO para o despacho de GFV teve como base o FPO proposto em Szuvovivski (2008) e atualizado em Lachovicz (2016). Desta forma, foram inseridas novas equações de restrição de desigualdade no problema para viabilizar o despacho e, também, foi inserida uma nova FO para otimizar o despacho com o intuito de regular o excedente de potência reativa na rede.

Primeiramente será abordado o problema do FPO base para o trabalho, seguido da definição das equações propostas e, por fim, será apresentado a formulação final do FPO atualizado para o despacho de GFV.

5.1.1 Fluxo de Potência Ótimo Base

Com intuito de destacar e diferenciar as contribuições realizadas na modelagem do FPO, este tópico apresenta o equacionamento da FO, restrições de igualdade e restrições de desigualdade presentes no FPO base.

5.1.1.1 Função objetivo

A FO do FPO base consiste em uma função não linear quadrática no qual o objetivo é minimizar o desvio de tensão especificada de todas as barras do sistema em estudo, conforme apresentado na equação (6).

$$FO_v = \frac{1}{2} * \sum_{v \in C_{BS}} \omega_v * (V_v - V_v^{esp})^2 \quad (6)$$

onde:

FO_v – função objetivo de minimização do desvio de tensão especificada;

C_{BS} – conjunto de barras do sistema;

ω_v – peso associado ao desvio de tensão;

V_v – tensão na barras v ;

V_v^{esp} – tensão especificada da barras v .

5.1.1.2 Restrições de igualdade

As restrições de igualdade do FPO base consistem em equações de balanço de potência ativa e de potência reativa, equação (7) e (8) respectivamente, responsáveis por garantir que a geração seja suficiente para atender a carga e as perdas nas linhas.

Consiste também em equação responsável pela manutenção da tensão de referência especificada para a barra da SE, equação (9), e, por fim, em equação responsável pela manutenção da tensão definida nas barras de saída dos RTs conforme definido na alocação, equação (10).

$$\underline{Pg} - \underline{Pd} = \Re(\underline{\dot{V}} * (\underline{\dot{Y}} * \underline{\dot{V}})^*) \quad (7)$$

$$\underline{Qg} - \underline{Qd} + \mathbf{diag}\left(\left|\underline{\dot{V}}\right|^2 \cdot \underline{c}\right) = \Im(\underline{\dot{V}} * (\underline{\dot{Y}} * \underline{\dot{V}})^*) \quad (8)$$

$$|\underline{\dot{V}}_1| = V_{saida} \quad (9)$$

$$|\underline{\dot{V}}^{reg}| = \underline{V}^{reg} \quad (10)$$

onde:

nb – número de barras;

\underline{Pg} – vetor com geração de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;
 \underline{Pd} – vetor de demanda de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;
 \underline{Qg} – vetor com geração de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;
 \underline{Qd} – vetor de demanda de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;
 $\underline{\dot{V}}$ – vetor com tensão fasorial com dimensão $(nb \times 1)$;
 $\underline{\dot{V}}$ – matriz diagonal com os elementos de $\underline{\dot{V}}$ com dimensão $(nb \times nb)$;
 \underline{Y} – matriz de admitância de barra com dimensão $(nb \times nb)$;
 $\underline{\dot{V}}_1$ – tensão fasorial na barra da SE;
 $V_{saída}$ – tensão de saída do alimentador que depende do patamar de carga;
 $\underline{\dot{V}}^{reg}$ – vetor de tensão fasorial dos RTs com dimensão $(nreg \times 1)$;
 \underline{V}^{reg} – vetor de tensão especificada na barra de saída dos RTs com dimensão $(nreg \times 1)$;
 $nreg$ – número de RTs alocados;
 \underline{c} – vetor com susceptância capacitiva nominal do banco de capacitores (por fase) com dimensão $(nb \times 1)$.

5.1.1.3 Restrições de desigualdade

As restrições de desigualdade representam os limites de operação dos equipamentos do sistema, no FPO base a equação (11) representa os limites de tensão das barras, entretanto durante o patamar de carga pesada esses limites podem não ser alcançáveis resultando em problemas de convergência do FPO, desta forma esses limites são relaxados para valores abaixo dos definidos como Qualidade de Energia Elétrica (QEE) para tensão em regime permanente, com isso a FO do FPO atua como mantenedor do perfil de tensão, já que se busca minimizar o desvio da tensão especificada.

As equações (12) e (13) apresentam as restrições de geração ativa e reativa respectivamente e, por fim, a equação (14) apresenta a restrição referente aos limites de ajuste do *tap* do RT.

$$\underline{V}^{min} \leq \underline{V} \leq \underline{V}^{max} \quad (11)$$

$$\underline{Pg}^{min} \leq \underline{Pg} \leq \underline{Pg}^{max} \quad (12)$$

$$\underline{Qg}^{min} \leq \underline{Qg} \leq \underline{Qg}^{max} \quad (13)$$

$$\underline{\alpha RT}_{min} \leq \underline{\alpha RT} \leq \underline{\alpha RT}_{max} \quad (14)$$

onde:

\underline{V}^{min} – vetor com a tensão mínima nas barras com dimensão (nb x 1);

\underline{V}^{max} – vetor com a tensão máxima nas barras com dimensão (nb x 1);

\underline{Pg}^{min} – vetor com a potência ativa mínima gerada nas barras com dimensão (nb x 1);

\underline{Pg}^{max} – vetor com a potência ativa máxima gerada nas barras com dimensão (nb x 1);

\underline{Qg}^{min} – vetor com a potência reativa mínima gerada nas barras com dimensão (nb x 1);

\underline{Qg}^{max} – vetor com a potência reativa máxima gerada nas barras com dimensão (nb x 1);

$\underline{\alpha RT}$ – vetor com os *taps* dos RTs com dimensão (nreg x 1);

$\underline{\alpha RT}_{min}$ – vetor com os *taps* mínimos dos RTs com dimensão (nreg x 1);

$\underline{\alpha RT}_{max}$ – vetor com os *taps* máximos dos RTs com dimensão (nreg x 1).

5.1.2 Novas Equações Propostas para Despacho Ótimo de GFV

Para a implementação da otimização do despacho da GFV no FPO base, são introduzidas duas novas equações. A primeira equação garante que a geração de potência ativa e de potência reativa da GFV não ultrapassem o limite nominal de potência aparente da GFV. E, a segunda, garante que a geração de potência reativa da GFV não ultrapasse os limites angulares operativos do FP especificado para GFV.

Também é modelado uma terceira equação que representa mais uma FO no problema do FPO base com o intuito de minimizar o desvio de FP, da SE e/ou das barras de conexão da GFV, de um valor de FP especificado.

Apesar de serem inseridas apenas restrições de desigualdade no problema, as restrições de igualdade existentes, equação (7) e (8), devem ser adaptadas para considerarem a GFV. No FPO base somente a barra da SE fornece a geração necessária para o sistema, logo é esperado que os valores de geração sejam sempre

maiores do que zero. Entretanto dependendo da penetração de GFV a barra da SE deve estar preparada para absorver o excedente de geração.

5.1.2.1 Limite de potência aparente da geração fotovoltaica

A primeira restrição de desigualdade implementada no problema consiste em limitar a quantidade de geração de potência ativa e de potência reativa de tal forma que não extrapole potência aparente nominal da GFV. Esta restrição é amplamente utilizada nos estudos de despacho de GFV, conforme visto no capítulo de revisão da literatura.

A equação (15) define matematicamente esta restrição, nota-se que esta equação prevê que o valor de geração de potência aparente seja menor ou igual ao valor nominal. Assim, como o valor de potência ativa é sempre conhecido e despachado pelo sol, esta função limita a quantidade máxima de compensação reativa em cada instante de simulação com base na capacidade nominal do inversor de tensão.

$$Sg_{GFV_k}^2 \geq Pg_{GFV_k}^2 + Qg_{GFV_k}^2 \quad (15)$$

onde:

Sg_{GFV_k} – potência aparente nominal da GFV da barra k;

Pg_{GFV_k} – potência ativa entregue pela GFV da barra k;

Qg_{GFV_k} – potência reativa entregue pela GFV da barra k.

5.1.2.2 Ângulo de operação da geração fotovoltaica

A segunda equação de desigualdade implementada tem por objetivo limitar o ângulo de operação da GFV com base na otimização da geração de potência ativa e de potência reativa, conforme equação (16):

$$\theta_{GFV_k} = \tan^{-1} \frac{Qg_{GFV_k}}{Pg_{GFV_k}} \quad (16)$$

onde:

θ_{GFV_k} – ângulo de operação da GFV conectada na barra k;

$\underline{\theta}_{GFV_{max}}$ – vetor com os valores máximos do ângulo do FP mínimo da GFV;

$\underline{\theta}_{GFV_{min}}$ – vetor com os valores mínimos do ângulo do FP mínimo da GFV.

Os limites mínimo e máximo do ângulo de operação da GFV podem ser estabelecidos conforme FP mínimo de operação da GFV, sendo que geralmente $\underline{\theta}_{GFV_{min}} = -\underline{\theta}_{GFV_{max}}$.

A equação (17) representa esta nova restrição de desigualdade. Apesar de garantir que a GFV opere com um ângulo dentro da faixa especificada, esta restrição por si só não garante que a geração aparente seja menor ou igual ao valor nominal. Desta forma, a primeira equação de desigualdade (apresentada no tópico anterior) atua de forma a complementar a otimização do despacho da GFV mantendo os valores dentro de geração dentro da faixa nominal.

$$\underline{\theta}_{GFV_{min}} \leq \underline{\theta}_{GFV} \leq \underline{\theta}_{GFV_{max}} \quad (17)$$

A vantagem de utilizar essas duas novas equações na modelagem do despacho da GFV consiste, além do monitoramento dos limites operacionais da GFV, em se estabelecer um controle do fator de potência das GFV de modo sistêmico, ou seja, que satisfaça não só o proprietário da GFV, mas também de toda a rede elétrica.

5.1.2.3 Limites de geração de potência ativa e de potência reativa

A definição dos valores limites da GFV é feita conforme as características construtivas especificadas, que consiste no valor da potência aparente nominal e do valor mínimo de operação do FP.

A geração máxima de potência ativa ocorre quando a GFV está operando com FP unitário, ou seja, sem geração de potência reativa, o que corresponde ao valor nominal de potência aparente. Já a geração mínima de potência ativa ocorre quando a GFV está operando com seu valor mínimo de FP.

Os valores limites de geração de potência reativa da GFV dependem do valor mínimo de geração de potência ativa e da tangente do ângulo correspondente ao FP mínimo de operação. Valores positivos de geração de potência reativa representam injeção de potência na barra e ocorrem quando $\underline{\theta}_{GFV_{max}}$ é maior que zero, já valores negativos de geração de potência reativa representam consumo na barra e ocorrem quando $\underline{\theta}_{GFV_{min}}$ é menor que zero.

Conforme visto no tópico 4.3.1, existem quatro estratégias de controle para o despacho do inversor de tensão da GFV. Todas estas quatro estratégias podem ser

realizadas com a implementação das duas novas restrições de desigualdade inseridas e com a aplicação dos limites de geração apresentadas na TABELA 4.

A equação (17) possibilita que se obtenha a quarta região de operação, apresentada na parte (d) da Figura 17 apresentada no tópico 4.3.1.

TABELA 4 – DEFINIÇÃO DOS LIMITES DE GERAÇÃO PARA CADA REGIÃO DE OPERAÇÃO

Tipo de Operação	Definição dos Limites	Restrição Necessária
FIGURA 17 (a)	$Pg_{GFV_{max}} = Pg_{GFV}$ $Pg_{GFV_{min}} = Pg_{GFV}$ $Qg_{GFV_{max}} = Sg_{GFV}$ $Qg_{GFV_{min}} = -Sg_{GFV}$	Equação (15)
FIGURA 17 (b)	$Pg_{GFV_{max}} = Pg_{GFV}$ $Pg_{GFV_{min}} = 0$ $Qg_{GFV_{max}} = 0$ $Qg_{GFV_{min}} = 0$	Equação (15)
FIGURA 17 (c)	$Pg_{GFV_{max}} = Pg_{GFV}$ $Pg_{GFV_{min}} = 0$ $Qg_{GFV_{max}} = Sg_{GFV}$ $Qg_{GFV_{min}} = -Sg_{GFV}$	Equação (15)
FIGURA 17 (d)	$Pg_{GFV_{max}} = Pg_{GFV}$ $Pg_{GFV_{min}} = 0$ $Qg_{GFV_{max}} = Sg_{GFV}$ $Qg_{GFV_{min}} = -Sg_{GFV}$	Equação (15) e Equação (17)

FONTE: O autor (2018).

onde:

$Pg_{GFV_{max}}$ – valor máximo de geração de potência ativa da barra com GFV;

$Pg_{GFV_{min}}$ – valor mínimo de geração de potência ativa da barra com GFV;

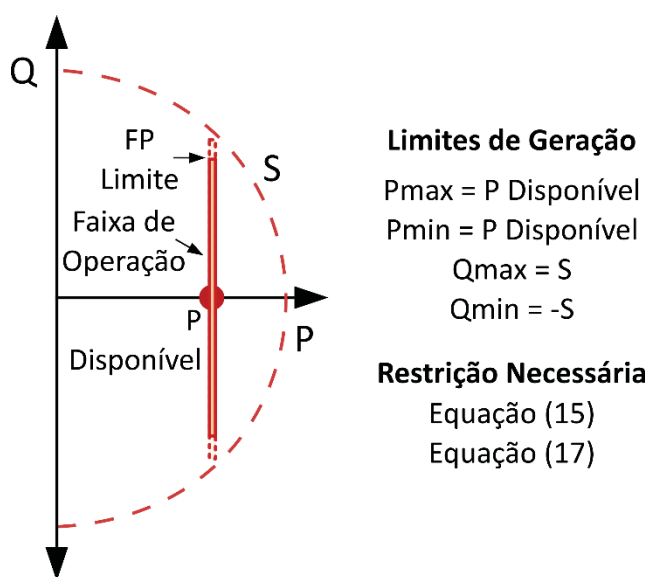
$Qg_{GFV_{max}}$ – valor máximo de geração de potência reativa da barra com GFV;

$Qg_{GFV_{min}}$ – valor mínimo de geração de potência reativa da barra com GFV.

Conforme as condições regulatórias vigentes sobre o tema (tópico 4.3.1), considera-se para este trabalho uma adaptação da primeira região de operação de forma a considerar o limite mínimo de FP de operação de um inversor. Esta nova região requerer o uso da restrição de desigualdade (17), para restringir o DPR quando existe alguma limitação de FP mínimo de operação. Por exemplo, em um determinado momento um inversor de tensão com geração ativa de 50% do valor nominal, pode utilizar a outra metade para compensação de potência reativa. Entretanto se existir um limite de FP mínimo com que o inversor de tensão deva operar, o valor de compensação de potência reativa poderá ser reduzido.

A FIGURA 23 apresenta esta nova região de operação proposta para ser utilizada nesta dissertação. Percebe-se que apesar de existir a possibilidade de geração ou consumo de potência reativa até o valor da potência aparente nominal do inversor considerando um valor de potência ativa disponível, neste caso, o valor de potência reativa disponível para compensação fica limitada pelo valor de FP limite operativo do inversor.

FIGURA 23 – REGIÃO DE OPERAÇÃO DO INVERSOR PROPOSTA PARA MODELAGEM DO DPR



FONTE: O autor (2018).

5.1.2.4 Controle do fator de potência especificado

A otimização do despacho da geração da GFV é feita conforme a FO do FPO. No caso da FO do FPO base descrito na equação (6), o despacho da GFV é feito de modo a manter o perfil de tensão especificado. Se objetivo for aumentar o perfil da magnitude de tensão, o despacho privilegia o aumento de geração de potência ativa e da potência reativa, caso contrário, irá buscar a diminuição da geração de potência ativa e o aumento do consumo de potência reativa.

Com o objetivo de usufruir da capacidade do controle do despacho da GFV, é proposta uma nova FO não linear quadrática para minimizar o desvio de FP de barras específicas do sistema em relação a valores especificados. Apesar de não ser responsabilidade do acessante arcar com a falta de QEE do sistema, esta função permite um controle do FP da SE, contribuindo para mantê-lo dentro FP especificado

por norma para diversas situações de carregamento e capacidade de geração do sistema (principalmente para o período noturno quando a GFV não está operando).

Além do controle do FP da SE, esta função permite o controle local na barra em que a GFV está conectada, por exemplo, caso a barra de conexão de GFV contenha alguma carga, o despacho da GFV será feito de modo que a diferença de geração e carga garanta o FP especificado para a barra. Caso a barra em que a GFV está conectada não contenha carga, o despacho da GFV será feito sempre com base no valor do FP especificado.

Para as demais barras do sistema não é previsto o controle de FP especificado.

A equação (18) apresenta matematicamente a FO para controle de FP especificado. Dentre os artigos avaliados na revisão da literatura sobre o tema, não foi encontrado trabalho com uma FO semelhante.

$$FO_{fp} = \frac{1}{2} * \sum_{r \in C_{Bfp}} \omega_{fp} * \left(\frac{|Pg_r - Pd_r|}{\sqrt{(Pg_r - Pd_r)^2 + (Qg_r - Qd_r)^2}} - fp_r^{esp} \right)^2 \quad (18)$$

onde:

FO_{fp} – função objetivo de minimização do desvio de FP especificado;

C_{Bfp} – conjunto de barras para controle de FP;

ω_{fp} – peso associado ao desvio de FP;

fp_r^{esp} – valor do FP especificado para controle da barra r ;

Pg_r – potência ativa gerada na barra r ;

Pd_r – carga ativa da barra r ;

Qg_r – potência reativa gerada na barra r ;

Qd_r – carga reativa da barra r .

5.1.3 Formulação Final do Fluxo de Potência Ótimo Proposto

O conjunto de equações (19) sintetizam as equações descritas ao longo deste capítulo e que são utilizadas nas simulações realizadas neste trabalho. Cada uma das FO deste problema dispõe de um peso para ajustar seu impacto nas soluções encontradas. Assim, para a escolha desses valores foi realizado uma análise baseada na metodologia esforço versus impacto, conforme será apresentado no Capítulo 6.

Minimizar:

$$\frac{1}{2} * \sum_{v \in C_{BS}} \omega_v * (V_v - V_v^{esp})^2 + \frac{1}{2} * \sum_{r \in C_{Bfp}} \omega_{fp} * \left(\frac{|Pg_r - Pd_r|}{\sqrt{(Pg_r - Pd_r)^2 + (Qg_r - Qd_r)^2}} - fp_r^{esp} \right)^2$$

Sujeito a:

$$\begin{aligned} \underline{Pg} - \underline{Pd} &= \Re(\dot{V} * (\dot{V} * \underline{V})^*) \\ \underline{Qg} - \underline{Qd} + \mathbf{diag}(|(\dot{V})^2| \cdot \underline{c}) &= \Im(\dot{V} * (\dot{V} * \underline{V})^*) \\ |\dot{V}_1| &= V_{saida} \\ |\dot{V}^{reg}| &= \underline{V}^{reg} \\ \underline{V}^{min} &\leq \underline{V} \leq \underline{V}^{max} \\ \underline{Pg}^{min} &\leq \underline{Pg} \leq \underline{Pg}^{max} \\ \underline{Qg}^{min} &\leq \underline{Qg} \leq \underline{Qg}^{max} \\ \underline{\alpha RT}_{min} &\leq \underline{\alpha RT} \leq \underline{\alpha RT}_{max} \\ Sg_{GFV_k}^2 &\geq Pg_{GFV_k}^2 + Qg_{GFV_k}^2 \\ \underline{\theta}_{GFV_{min}} &\leq \tan^{-1} \frac{Qg_{GFV_k}}{Pg_{GFV_k}} \leq \underline{\theta}_{GFV_{max}} \end{aligned} \tag{19}$$

De forma a resumir e evidenciar com maior clareza as contribuições desta dissertação na formulação do FPO apresentada, neste trabalho foi proposta e incluída uma nova FO ajustada pelo peso ω_{fp} e que têm por objetivo nortear o DPR dos sistemas de GFV. Também foram incluídas as duas últimas restrições apresentadas na formulação, sendo a primeira tem por objetivo evitar que o FPO despache um sistema de GFV com potência superior a potência aparente nominal Sg_{GFV} do inversor e, por fim, a última equação tem por objetivo garantir que o FPO realize o DPR respeitando o limite de FP mínimo especificado para o inversor.

5.2 PARAMETRIZAÇÃO DOS AG PARA A ALOCAÇÃO DE ECD

A técnica AG é um processo evolutivo baseado na teoria de seleção natural, seu funcionamento consiste basicamente na atuação sobre uma população de indivíduos, que são possíveis soluções do problema, no qual os indivíduos que apresentam as melhores características genéticas têm maiores chances de sobreviver durante o processo e também de gerarem indivíduos cada vez mais aptos enquanto que os indivíduos mais fracos tendem a desaparecer.

Esta técnica é utilizada nesta dissertação apenas para resolver o problema de alocação de ECD na rede de distribuição. Não é escopo neste trabalho melhorar o processo de otimização da alocação destes equipamentos, mas sim verificar o impacto da penetração de GFV com capacidade de DPR no processo de alocação para uma dada configuração dos AG. Assim, será apresentado a codificação do indivíduo, seguido da função de avaliação *fitness* e, por fim, a parametrização das opções dos AG utilizadas, sendo que estas configurações são as mesmas utilizadas em Szuvovivski (2008) e adaptadas em Lachovicz (2016).

Ressalta-se que o campo de busca para alocação de BCs foi ampliado além das barras em média tensão para também barras em baixa tensão, tal como proposto em Godoi (2009).

5.2.1 Codificação do Indivíduo

A codificação dos indivíduos é a parte mais importante dos AG, pois um indivíduo mal codificado pode-se tornar extenso demais necessitando de uma grande quantidade de gerações para a solução. Os indivíduos são codificados em sequência binária dividido em duas partes, uma referente ao RT e a outra referente ao BC. A FIGURA 24 mostra como é feito a codificação de um indivíduo.

A dimensão do indivíduo depende das configurações de simulações escolhidas e da quantidade de equipamentos a serem alocados, o exemplo da FIGURA 24 é referente à alocação de apenas um RT e um BC, dessa forma conforme o número de equipamentos aumenta, aumenta o tamanho do molde de cada equipamento, os RTs são codificados na primeira parte do indivíduo enquanto que os BCs são codificados na segunda parte.

FIGURA 24 – CODIFICAÇÃO GERAL DE UM INDIVÍDUO

Codificação Relativa aos RTs		Codificação Relativa aos BCs		
Posição do Vetor de Linhas Candidatas	Tensão Ajustada na Barra pós RT	Posição do Vetor de Barras Candidatas	Tipo de BC	Tamanho do BC
Molde para um RT		Molde para um BC		

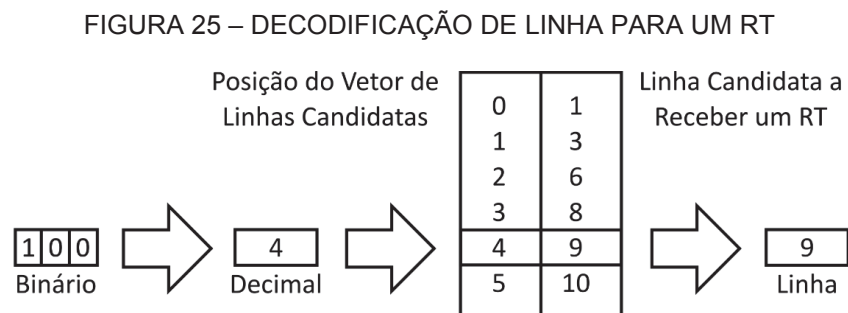
FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

5.2.1.1 Codificação do RT

A codificação do RT é formada de duas partes, a primeira parte consiste em *bits* que representam as linhas candidatas e receberem RTs, esse valor depende da quantidade de linhas candidatas que o sistema a ser simulado contém, por exemplo em um sistema de 8 linhas em que são candidatos todas as linhas do sistema, serão necessários 3 *bits* para comportar todas as possibilidades. A FIGURA 25 apresenta um exemplo de decodificação de linha para um RT, como é possível observar o valor binário desta parte da codificação é convertido para decimal que serve de índice para o vetor de linhas candidatas, desta forma obtêm-se a localização de onde o RT será instalado, neste exemplo na linha 9.

A segunda parte da codificação apresenta os *bits* que representam a tensão de ajuste do RT e essa parte só é gerada caso seja escolhida a opção de melhor ajuste entre 0,95 *pu* e 1,0469 *pu*. Estes valores são utilizados para se ter uma margem de segurança em relação aos limites de QEE estabelecidos.

Para essa codificação são necessários 5 *bits* que não dependem de outras opções de simulação. Para a decodificação o número binário é convertido para decimal e esse valor é então aplicado na equação (20) para obter o valor da tensão ajustada. Esse valor de tensão é então usado na equação (10) de restrição de igualdade do FPO para determinar o valor do *tap* do RT.



FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

$$Tensão_{ajuste} = 0,003125 * N_{decimal} + 0,95 \quad (20)$$

onde:

$Tensão_{ajuste}$ – tensão na barra subsequente ao regulador de tensão;

$N_{decimal}$ – número convertido a partir dos *bits* que especificam a tensão.

O número 0,003125 é o *step* dos 32 degraus possíveis de serem obtidos com os 5 *bits*, permitindo o ajuste da tensão da barra subsequente ao RT entre 0,95 *pu* a 1,0469 *pu*.

5.2.1.2 Codificação do BC

A codificação do BC é formada por três partes, a primeira parte da codificação consiste nos *bits* que representam as barras candidatas a receberem a alocação de BCs e funciona exatamente igual ao descrito anteriormente para as linhas candidatas a receberem RTs. A segunda parte consiste em 1 *bit* que define o tipo do BC que será instalado sendo 0 para BC fixo e 1 para BC automático, esta parte só é gerada se for escolhido a alocação de ambos os tipos de BCs.

Por fim, a última parte corresponde ao tamanho do BC, ou seja, a sua potência nominal trifásica, essa parte da codificação é composta de 2 *bits*, logo é possível definir 4 tamanhos de BCs. A TABELA 5 apresenta o tamanho dos BCs para rede de MT e para a rede de BT utilizados nas simulações deste trabalho.

Como a modelagem do sistema utilizado é monofásico esse valor é dividido por 3 durante as simulações no FPO e como existe a possibilidade de 2 ou mais BCs serem alocados na mesma barra, seus valores são somados podendo obter outros valores de potência nominal ainda maiores, com limitação de 4500 kvar para as barras de MT e 20 kvar para as barras de BT.

TABELA 5 – CODIFICAÇÃO DO TAMANHO DOS BCs

Codificação do Tamanho do BC	Tamanho do BC para Rede de MT [kvar]	Tamanho do BC para Rede de BT [kvar]
00	450	5
01	1200	10
10	2100	15
11	3000	20

FONTE: Adaptado de LACHOVICZ (2016).

5.2.1.3 Cálculo automático dos ECD necessários

O programa de Lachovicz (2016) permite realizar uma simulação com a quantidade desejada de equipamentos sem limite máximo, entretanto quanto mais equipamentos mais aumenta a dimensão do indivíduo dos AG.

Sem a limitação da quantidade de equipamentos foi aplicado o procedimento descrito em Pereira (2015) para se definir a quantidade máxima de equipamentos necessários no sistema para a simulação. No caso do BC, a quantidade máxima de equipamentos é obtida pela equação (21) que consiste na razão do desvio de FP da SE sem alocação de equipamentos (f_6^{max}) pelo valor do menor BC utilizado na simulação para a rede de MT, que neste caso é 150 kvar monofásico que forma o banco de 450 kvar trifásico.

$$Num_{max}^{BC} = \frac{|Q_{sub}| - |P_{sub}| * \tan(\arccos 0,92)}{150} \quad (21)$$

onde:

Num_{max}^{BC} – quantidade máxima de BC a ser alocada no sistema.

Conforme a modelagem desta equação, foi escolhido o valor de 0,92 de FP mínimo por dois motivos. O primeiro motivo consiste que a quantidade de BCs necessários para o ajuste do FP para valores próximos ao valor unitário seria elevado, o que não corresponde com a prática das concessionárias. O segundo motivo consiste na aplicação da GFV para a compensação de potência reativa, ou seja, caso a GFV consiga manter um FP acima de 0,92 não será necessário a alocação de BC para esta condição.

No caso do RT, a quantidade máxima de equipamentos é obtida pela equação (22) que consiste na razão do somatório das tensões das barras que apresentam violação do limite mínimo de segurança de 0,95 pu pelo ganho máximo fornecido pelo RT de 1,1 pu.

$$Num_{max}^{RT} = \frac{\sum_{kv \in \xi} (0,95 - V_{kv})}{1,1} \quad (22)$$

onde:

Num_{max}^{RT} – quantidade máxima de RT;

kv – barra com limite de tensão inferior violado;

ξ – conjunto das barras com limite de tensão inferior violado;

V_{kv} – tensão na barra kv .

Essas equações são calculadas para todas as situações de carga e então é escolhida aquela que apresentou a maior quantidade de equipamentos.

5.2.2 Função de Avaliação de Aptidão

À função de aptidão, *fitness*, composta originalmente por 5 funções em Szuvovivski (2008) e atualizado em Lachovicz (2016) para 6 funções, é utilizada para nortear o processo de alocação de ECD desta dissertação, conforme apresentada na equação (23) e descrita neste tópico.

$$fitness = \min[\omega_p * f_1 + \omega_t * f_2 + \omega_q * f_3 + \omega_{BC} * f_4 + \omega_{RT} * f_5 + \omega_{FV} * f_6] \quad (23)$$

onde:

fitness – função de avaliação de aptidão a ser minimizada;

f_1 – custo das perdas de potência ativa;

f_2 – custo das violações dos limites de tensão;

f_3 – custo das violações das quedas de tensão;

f_4 – custo dos BCs;

f_5 – custo dos RTs;

f_6 – desvio do FP da SE;

ω_p – peso de priorização de f_1 ;

ω_t – peso de priorização de f_2 ;

ω_q – peso de priorização de f_3 ;

ω_{BC} – peso de priorização de f_4 ;

ω_{RT} – peso de priorização de f_5 ;

ω_{FV} – peso de priorização de f_6 .

Para as simulações deste trabalho é utilizado peso de valor 1 para todas os parâmetros de peso ω , desta forma todas as funções têm o mesmo grau de importância na solução do problema.

5.2.2.1 Descrição das funções

A função f_1 representa as perdas de potência ativa sendo calculada para cada situação de carga conforme os valores de tensão e corrente obtidos no FPO. O cálculo desta função consiste basicamente na multiplicação da energia anual consumida pelas perdas pelo valor da tarifa de energia de 197,58 R\$/kWh.ano, conforme mostra a equação (24). (SZUVOVIVISKI, 2008).

$$f_1 = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^3 (Perdas_{ij} * Horas_{ij} * Dias_j * 197,58) \quad (24)$$

onde:

i – corresponde aos patamares de cargas;

j – corresponde aos tipos de dia;

$Perdas_{ij}$ – perda de potência ativa na condição de carga i no dia j ;

$Horas_{ij}$ – número de horas da condição de carga i no dia j ;

$Dias_j$ – número de dias j no período de um ano.

A função f_2 representa o custo da violação de tensão nas barras de acordo com os limites de QEE estabelecidos para a tensão em regime permanente, apresentado na TABELA 3. O perfil adequado de tensão contribui também para a redução das perdas do sistema reduzindo os custos totais para a concessionária.

Para cada situação de carga é identificado as barras que apresentam violação dos limites de tensão utilizando as regras apresentadas na TABELA 6. Com isso é calculado o custo de violação durante o período de um ano com um custo fixo de 114,16 R\$/V.h.ano, conforme a equação (25). (SZUVOVIVISKI, 2008).

TABELA 6 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DOS LIMITES DE TENSÃO

Se	Então
$0,93 \text{ pu} \leq V_{barra} \leq 1,05 \text{ pu}$	$Violação_{barra} = 0$
$V_{barra} \leq 0,93 \text{ pu}$	$Violação_{barra} = 0,93 \text{ pu} - V_{barra}$
$V_{barra} \geq 1,05 \text{ pu}$	$Violação_{barra} = V_{barra} - 1,05 \text{ pu}$

FONTE: SZUVOVIVISKI (2008).

$$f_2 = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^3 (Violação_{ij} * Horas_{ij} * Dias_j * 114,16) \quad (25)$$

onde:

$violação_{ij}$ – violação de tensão de todas as barras para a carga i no dia j .

A função f_3 representa o custo quando existem quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra da SE maiores que 4%. Para a realização do cálculo deste custo é utilizada a equação (26) conforme apresentado no trabalho de Szuvoviviski (2008).

$$f_3 = 1,144 * VD * \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^3 \left\{ Horas_{ij} * Dias_j * \sum_{b \in \Phi} [(QT_{bij} - 4)^{1,45} * P_{ij} * CP_b] \right\} \quad (26)$$

onde:

VD – valor do dólar em R\$;

b – barra com queda de tensão superior a 4%;

Φ – conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%;

QT_{bij} – tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia j ;

P_{ij} – porcentagem da carga pesada referente ao patamar de carga i e dia j ;

CP – valor da carga pesada na barra b .

A função f_4 representa o custo dos BCs fixos e automáticos para a rede de BT e para a rede de MT, sendo que para a rede de BT só se considera a alocação de BC do tipo fixo, pois segundo Godoi (2009), os custos de BC automático para rede de BT seria um impeditivo para sua aplicação. O custo de cada tipo de BC varia de acordo com sua potência trifásica. A TABELA 7 apresenta os valores de custos utilizados nesse trabalho bem como a potência trifásica dos bancos. Desta forma o cálculo do custo total de BCs instalados é feito através da equação (27). O dimensionamento da potência e da localização do BC é feito diretamente pelos AG.

$$f_4 = \sum_{bbc \in \Omega} \left((Fixo_{bbc} * Custo_{fixo}) + (Auto_{bbc} * Custo_{auto}) \right) \quad (27)$$

onde:

bbc – barra com BC instalado;

Ω – conjunto de barras com BC instalado;

$Fixo_{bbc}$ – indica a instalação de BC fixo na barra bbc ;

$Custo_{fixo}$ – custo do BC fixo instalado;

$Auto_{bbc}$ – indica a instalação de BC automático na barra bbc ;

$Custo_{auto}$ – custo do BC automático instalado.

A função f_5 representa o custo dos RTs, o custo de cada RT varia de acordo com a corrente da linha de distribuição de onde ele será instalado. Diferentemente dos BCs, os AG têm a função de determinar a localização ótima deste dispositivo, pois seu dimensionamento é feito posteriormente de acordo com o valor da corrente obtida pelo FPO. O custo dos RTs apresentado na TABELA 8 são para unidades monofásicas e conforme visto no item 3.3.1 é utilizado a ligação em delta aberto que necessita de

duas unidades, desta forma o custo do RT é multiplicado por 2 conforme apresentado na equação (28).

TABELA 7 – POTÊNCIAS E PREÇOS¹³ DOS BCs FIXOS E AUTOMÁTICOS USADOS

Potência do BC [kvar]	Preço do BC [R\$]	
	Fixo	Automático
5	1.252,07	-
10	1.388,72	-
15	1.505,06	-
20	1.715,59	-
150	10.156,87	66.481,36
300	11.080,23	68.328,07
450	12.557,59	71.098,12
600	13.850,28	73.868,18
750	14.773,64	75.714,89
900	15.696,99	77.561,59
1050	16.620,34	79.408,29
1200	17.543,69	81.255,00
1350	18.467,05	83.101,70
1500	19.390,40	84.948,41
1650	20.313,75	86.795,11
1800	21.237,10	88.641,82
1950	21.791,11	89.934,51
2100	22.345,12	91.227,20
2250	22.899,14	92.519,90
2400	23.453,15	93.812,59
2550	24.007,16	95.105,28
2700	24.561,17	96.397,98
2850	24.930,51	97.321,33
3000	25.299,85	98.244,68
3150	25.669,19	99.168,03
3300	26.038,53	100.091,39
3450	26.407,87	101.014,74
3600	26.777,22	101.938,09
3750	27.331,23	103.415,45
3900	27.885,24	104.892,82
4050	28.623,92	106.185,51
4200	29.547,27	107.662,87
4350	30.470,62	108.955,57
4500	31.393,98	110.802,27

FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008) e GODOI (2009).

$$f_5 = 2 * \sum_{lrt \in \Psi} Custo_{lrt} \quad (28)$$

onde:

lrt – linha com RT instalado;

¹³ Os valores dos preços utilizados em Szuvoviviski (2008) e Godoi (2009) foram atualizados, considerando a taxa de inflação acumulada de 84,6%, calculada com base nos valores históricos mensais entre o período de janeiro de 2008 à julho de 2018.

Ψ – conjunto de linhas com RT instalado;

$Custo_{lrt}$ – custo do RT instalado na linha lrt .

TABELA 8 – CORRENTES NOMINAIS E PREÇOS¹⁴ DOS RTs

Corrente Nominal do RT [A]	Preço do RT [R\$]
50	69.436,09
100	70.174,77
150	82.732,36
200	95.289,95
250	107.293,50
300	119.481,80
350	129.823,30
400	139.980,20

FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

Por fim a função f_6 , adaptada de Pereira (2015), representa o desvio do FP da barra SE do limite mínimo de QEE, que para o FP é de 0,92 capacitivo ou indutivo, para cada uma das quinze situações de carga. Esta função é expressa em termos de potência reativa, ou seja, é calculado o desvio de potência reativa da SE para se alcançar 0,92 de FP capacitivo ou indutivo, quando o resultado é positivo significa que o FP está abaixo do mínimo e quando o resultado é negativo significa que o FP está acima do mínimo. O cálculo desta função é realizado conforme a equação (29).

$$f_6 = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^3 |Q_{sub_{ij}}| - |P_{sub_{ij}}| * \tan(\cos 0,92) \quad (29)$$

onde:

$Q_{sub_{ij}}$ – potência reativa da subestação para a carga i no dia j ;

$P_{sub_{ij}}$ – potência ativa da subestação para a carga i no dia j .

Cabe salientar que apesar dessa função ter objetivo (eq. 29) ser similar à nova FO do FPO proposta na equação (18), ou seja, assegurar que o FP da SE atinja um valor especificado, elas diferem. A equação (18) norteia o DPR dos sistemas de GFV para qualquer valor de FP especificado, até mesmo unitário dependendo do nível de penetração de GFV, sendo útil principalmente para o período noturno. Já a equação (29) assegura que a alocação dos BCs garanta o valor de FP na SE especificado em

¹⁴ Os valores dos preços utilizados em Szuvoviviski (2008) foram atualizados de considerando a taxa de inflação acumulada de 84,6% calculado com base nos valores históricos mensais entre o período de janeiro de 2008 à julho de 2018.

0,92, ou seja, o mínimo previsto em norma. Neste caso, não são utilizados valores especificados maiores de FP devido à grande aumento da quantidade de BCs necessários para este fim, conforme descrito no tópico 5.2.1.3.

O módulo na variável Q_{sub} na equação (29) é necessário pois a potência reativa pode ser tanto capacitiva quanto indutiva, já o módulo na variável P_{sub} é necessária pois a SE pode estar fornecendo potência ativa para a rede ou consumindo energia dependendo da penetração de GFV. Desta forma o comportamento desta função é semelhante a uma parábola com concavidade virada para baixo, logo seu ponto de mínimo representa FP unitário, também cabe salientar que com a presença do módulo nas variáveis não é possível determinar, com o resultado da equação f_6 , se o FP da SE está indutivo ou capacitivo.

5.2.2.2 Linearização e método do critério global para normalização

Devido a característica da função *fitness* ser uma função multiobjetivo, de forma que cada função objetivo apresenta valores de ordem de grandeza e unidades diferente, elas devem ser normalizadas para que possa ser aplicado a soma entre as funções da equação (23).

A normalização faz com que as funções variem de 0 (quando apresenta a melhor solução possível) a 1 (quando apresenta a pior solução possível), desta forma todas as funções apresentam a mesma ordem de grandeza e de importância na solução, exceto quando os pesos são alterados.

A função f_6 foi linearizada devido a possibilidade de apresentar valores positivos e negativos. Para o pior caso do sistema (que é quando não existe alocação de ECD), considera-se que o valor f_6 , é igual a 1. Por outro lado, considera-se que a melhor solução ocorre quando em todas as situações de carga o FP da SE está acima do limite mínimo de QEE de 0,92, é considerado igual a 0. Com isso é possível obter os coeficientes de uma equação de reta resolvendo o sistema de equações lineares apresentado na equação (30), o que permite que o resultado obtido do desvio do FP de um indivíduo dos AG seja linearizado com os coeficientes da reta obtidos, conforme mostra a equação (31).

A partir desta linearização, o processo de minimização desta função busca manter o FP especificado na SE.

$$\begin{bmatrix} f_6^{ótimo} & 1 \\ f_6^{max} & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} \quad (30)$$

$$f'_6 = f_6^{AG} * x_1 + x_2 \quad (31)$$

onde:

$f_6^{ótimo}$ – valor do desvio do fator de potência para a melhor condição;

f_6^{max} – valor do desvio do fator de potência sem alocação;

f_6^{AG} – valor do desvio do fator de potência para cada indivíduo;

f'_6 – valor da função de desvio do fator de potência linearizada;

x_1 – coeficiente angular da reta;

x_2 – coeficiente linear da reta.

As demais funções foram normalizadas entre 0 e 1 utilizando o método do critério global. Este método consiste em normalizar as funções conhecendo o melhor caso e pior caso através da equação (32).

$$\left(\frac{f_{obj} - f_{obj}^*}{f_{obj}^{max} - f_{obj}^*} \right) = \frac{f_{obj}}{f_{obj}^{max}} \quad (32)$$

onde:

obj – índice da função objetivo de 1 a 5;

f_{obj} – valor da função objetivo de índice obj ;

f_{obj}^* – valor ótimo da função objetivo de índice obj ;

f_{obj}^{max} – valor máximo da função objetivo de índice obj .

Para as funções f_1 , f_2 e f_3 é considerado que o valor ótimo é igual a 0 e valor máximo como sendo o estado da rede sem alocação e para as funções f_4 e f_5 é considerado valor ótimo igual a 0, ou seja, nenhum equipamento alocado e é considerado como valor máximo o custo do equipamento mais caro multiplicado pela quantidade de equipamentos que se deseja alocar no processo de otimização.

5.2.3 Parametrização dos AG Utilizada

A TABELA 9 resume os tipos de métodos utilizados para cada operador genético utilizado, bem como os parâmetros de cada método. Tais métodos e valores foram escolhidos conforme apresentado no trabalho de Luz *et al.* (2010) que apresentam os melhores ajustes dos AG para utilização com alocação de BCs e RTs em redes de distribuição.

TABELA 9 – CONFIGURAÇÃO DOS AG UTILIZADA

Parâmetro	Opções Utilizadas	
Operador de Seleção	Tipo	Roleta
Operador de Cruzamento	Tipo	1 Ponto de Corte
	Taxa	0,9 ou 90%
Operador de Mutação	Tipo	Uniforme
	Taxa	0,1 ou 10%
Elitismo	2 Indivíduos	
Indivíduo	Codificação	Binária
	Número de bits	Depende dos Parâmetros Iniciais de Simulação
Tamanho da População	10 Indivíduos	
Quantidade Máxima de Geração	2000 gerações	

FONTE: Adaptado de LUZ *et al.* (2010).

Além desta configuração, o programa de Lachovicz (2016) permite a utilização do melhor indivíduo de uma simulação como indivíduo da população inicial de outra simulação para tentar melhorar ainda mais o processo de busca. Esta opção funciona da seguinte forma, em um conjunto de 5 simulações as simulações ímpares (1, 3 e 5) iniciam normalmente com a criação aleatória dos indivíduos da população inicial conforme Szuvoviviski (2008), o melhor indivíduo de cada simulação ímpar é então inserido no lugar de um dos indivíduos criados aleatoriamente para a população inicial da subsequente simulação (2 e 4). Esta característica permite que se varie a direção de busca, uma vez que o melhor indivíduo da simulação ímpar participará dos operados genéticos com outros indivíduos gerados aleatoriamente na população inicial da simulação par com características bem distintas, mantendo a referência do melhor indivíduo encontrado na simulação ímpar.

De forma a melhorar a velocidade do processo de convergência dos AG o programa de Szuvoviviski (2008) implementa uma memória com a finalidade salvar as soluções dos indivíduos e utilizá-las novamente caso um indivíduo com a mesma codificação do anterior seja gerado em uma população futura.

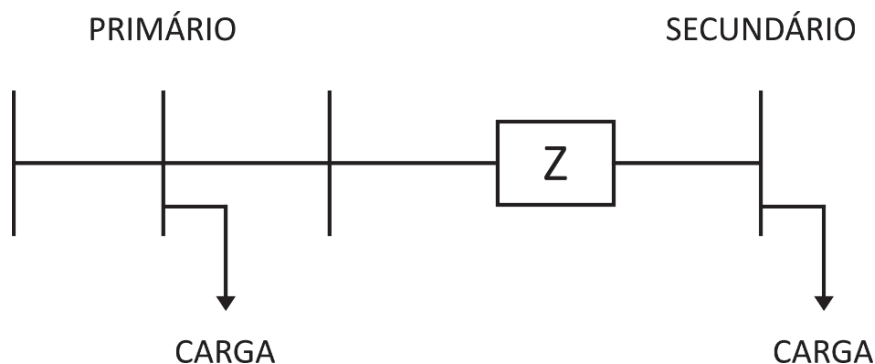
5.3 ALOCAÇÃO DE BCs EM REDE DE BT

Nesse trabalho de dissertação, considera-se a possibilidade de alocação de BCs nas barras da rede de BT de um alimentador. Para isso, foi utilizada a modelagem de rede apresentado em Godoi (2009) que consiste basicamente em:

- identificar quais são as barras do primário e quais são as barras do secundário;
- inserir impedância dos transformadores como impedância de ligação entre barras do primário e secundário;
- fazer mudança de bases e choque de bases para o sistema em geral das impedâncias e carga, referidas ao primário.

A FIGURA 26 apresenta um exemplo do acoplamento entre a rede de MT e a rede de BT. Percebe-se que esta modelagem acrescenta apenas uma barra equivalente de rede de BT na barra de MT através da impedância equivalente de um transformador, ou seja, não é inserida uma rede de BT detalhada, apenas uma barra equivalente. Entretanto, esta modelagem não foi aplicada para um alimentador, pois foram utilizados para as simulações deste trabalho os dados elétricos de um sistema previamente preparado neste contexto em Godoi (2009).

FIGURA 26 – ACOPLAMENTO DAS BARRAS DO SECUNDÁRIO



FONTE: Adaptado de GODOI (2009).

Segundo Godoi (2009) a alocação de BCs na rede de BT é uma opção extremamente interessante e viável quando feita simultaneamente com a rede de MT. Dessa forma, para esse trabalho será considerado a possibilidade de alocação de BCs em todas as barras do sistema. Assim, o programa foi adaptado para permitir tal alocação, pois os valores de potência nominal de BCs conectados na rede de BT são diferentes dos valores de potência nominal de BCs conectados na rede de MT.

Para isso, basicamente o processo de alocação ocorre normalmente para todas as barras do sistema, sendo que todas as barras devem ter um índice informando se ela pertence a rede de MT ou a rede de BT. Com isso, no processo de decodificação é analisado o índice da barra, alterando o significado da decodificação

da parcela de bits correspondente a potência nominal do BC. Esta abordagem não necessita o ajuste no molde do indivíduo.

5.4 PATAMARES DE CARGA DO SISTEMA E TENSÃO DA SE

Basicamente o perfil de carga de um alimentador ao longo do dia pode ser dividido em três patamares básicos de carga para fins de planejamento, o patamar de carga leve, de carga média e de carga pesada. Além do tipo do patamar de carga, a carga demandada do sistema depende do tipo de dia que se está analisando que, da mesma forma que o patamar, pode ser dividido em três tipos básicos, o tipo de dia útil, dia de sábado e dia de domingos e feriados.

A GFV ocorre predominantemente no período de carga média do sistema. Ao longo deste período, a incidência solar varia, atingindo seu pico ao meio-dia (bem como o pico de geração elétrica). A fim de se representar estas variações de GFV, o patamar de carga média foi dividido em outros três patamares que apresentam o mesmo valor de carregamento, mas que discretiza três diferentes níveis de injeção de potências solar, a ser detalhado no tópico 5.5. Assim, o problema passa a ter cinco patamares de carga conforme apresentado na TABELA 10.

TABELA 10 – QUANTIDADE DE HORAS [h] PARA CADA PATAMAR

Patamar de Carga	Tipo de Dia		
	Dia Útil	Sábado	Domingo e Feriado
Pesada	6	6	4
Média 1	4	4	4
Média 2	4	3	4
Média 3	4	3	4
Leve	6	8	8

FONTE: LACHOVICZ (2016).

Com isso existem quinze situações de carga dada pela combinação dos tipos de dias e tipos de patamares de carga, ao longo do processo de solução todas as situações são avaliadas pelo FPO de acordo com a solução proposta pelos AG.

A TABELA 11 apresenta a quantidade de dias que cada tipo de dia tem durante o período de um ano, essa informação será utilizada durante o cálculo da função de avaliação de aptidão dos AG.

TABELA 11 – NÚMERO DE DIAS EM UM ANO PARA CADA TIPO DE DIA

Tipo de Dia	Número de Dias
Dia Útil	249
Sábado	52
Domingo e Feriado	64

FONTE: SZUVOVIVISKI (2008).

A TABELA 12 apresenta o percentual da carga nominal que é considerada em cada um dos quinze patamares de carga possível. Por fim, a TABELA 13 apresenta os valores da tensão inicial da barra da SE para cada tipo de patamar de carga.

TABELA 12 – PORCENTAGEM DA CARGA TOTAL [%] PARA CADA PATAMAR DE CARGA

Patamar de Carga	Tipo de Dia		
	Dia Útil	Sábado	Domingo e Feriado
Pesada	130	120	110
Média 1, 2 e 3	80	70	60
Leve	50	40	40

FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

TABELA 13 – TENSÃO INICIAL FIXADA NA BARRA DA SE PARA CADA PATAMAR DE CARGA

Patamar de Carga	Tensão da Barra da SE [pu]
Pesada	0,9928
Média 1, 2 e 3	0,9783
Leve	0,9565

FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

5.5 DEFINIÇÃO DA GFV

A quantidade e a localização de GFV que pode ser inserida no sistema é um dado de entrada definida pelo usuário, já a quantidade de potência ativa disponível de cada sistema de GFV é definida pela porcentagem de inserção desta geração com relação à carga ativa nominal do sistema, a quantidade da GFV no sistema e o fator de geração de acordo com o patamar de carga. A equação (33) calcula a quantidade de geração de potência ativa disponível para cada patamar de carga, enquanto que, a quantidade de geração de potência reativa é definida pelo FPO respeitando os limites de potência aparente do inversor de tensão. Percebe-se que com essa modelagem todos os sistemas de GFV são iguais

$$Pg_k^{FV} = \varphi_{FV} * \frac{Pd_{\%} * Pd_{total}}{npv} \quad (33)$$

onde:

- Pg_k^{FV} – potência ativa gerada pelo módulo fotovoltaico na barra k ;
- φ_{FV} – fator de geração fotovoltaica;
- $Pd_{\%}$ – porcentagem de inserção de geração fotovoltaica no sistema;
- Pd_{total} – carga ativa nominal do sistema;
- fp_{inv} – fator de potência do inversor de tensão;
- npv – quantidade de sistemas fotovoltaicos.

Os parâmetros $Pd_{\%}$, fp_{inv} e npv são definidos no início da simulação, sendo possível colocar GFV em todas as barras do sistema, nas barras do tronco principal, nas barras fora do tronco principal, em barras aleatórias ou em barras selecionadas.

O parâmetro φ_{FV} representa a quantidade de GFV efetiva em cada patamar de carga média, a definição dos valores foi realizada empiricamente com o intuito de representar a geração no período da manhã, no meio do dia e no período da tarde, representando os patamares de carga média 1, 2 e 3 respectivamente.

A TABELA 14 mostra os valores do parâmetro φ_{FV} estabelecidos. Apesar dos patamares de carga leve e pesada não terem geração de potência ativa, foi definido o valor de 2% para estes patamares, pois o valor zero acarreta problemas numéricos nas equações de definição de compensação reativa para o FPO. Já o valor de 95% foi utilizado para o patamar de carga média 2, devido às perdas internas e eficiência do inversor de tensão.

TABELA 14 – PORCENTAGEM DE GFV [%] DEFINIDO PARA O PARAMETRO φ_{FV} EM CADA PATAMAR DE CARGA

Patamar de Carga	Tipo de Dia		
	Dia Útil	Sábado	Domingo e Feriado
Pesada	2	2	2
Média 1	36	36	36
Média 2	95	95	95
Média 3	52	52	52
Leve	2	2	2

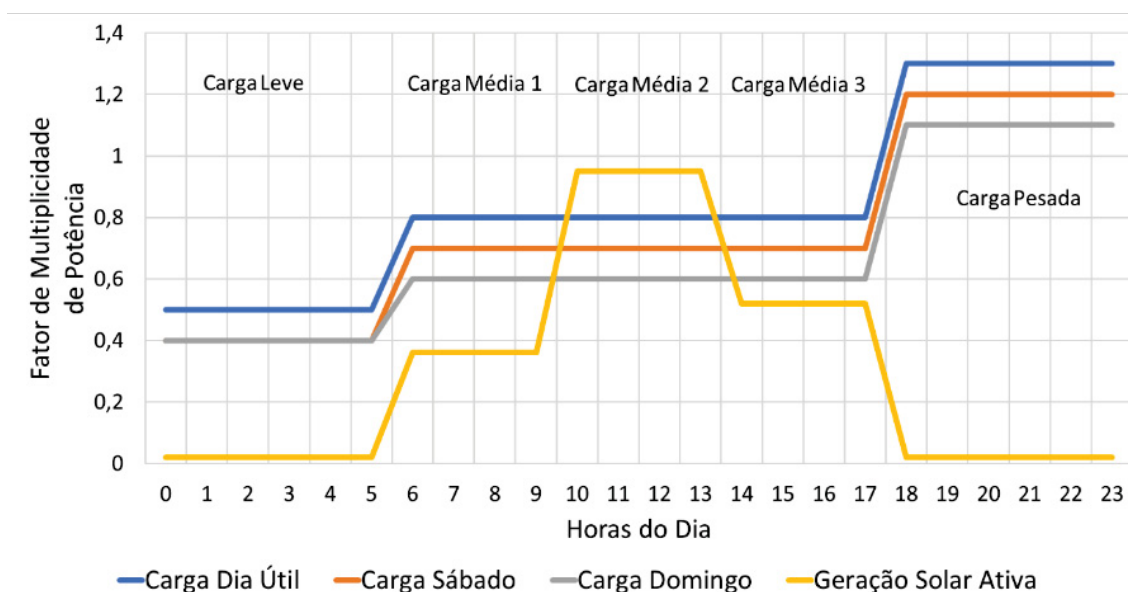
FONTE: Adaptado de LACHOVICZ (2016).

Definido a quantidade de GFV ativa e aparente de cada barra com sistema fotovoltaico, esses valores são então inseridos nas equações da TABELA 4 que

representam as restrições de desigualdade com os limites máximos e mínimos de geração ativa e reativa respectivamente.

A FIGURA 27 apresenta os patamares de carga e de GFV que são utilizados na simulação deste trabalho, o fator de multiplicidade de cada patamar de carga é multiplicado na demanda ativa e reativa nominal do sistema em cada tipo de dia enquanto que o fator de multiplicidade da GFV corresponde ao valor de ϕ_{FV} .

FIGURA 27 – PATAMARES DE CARGA E DE GFV UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES



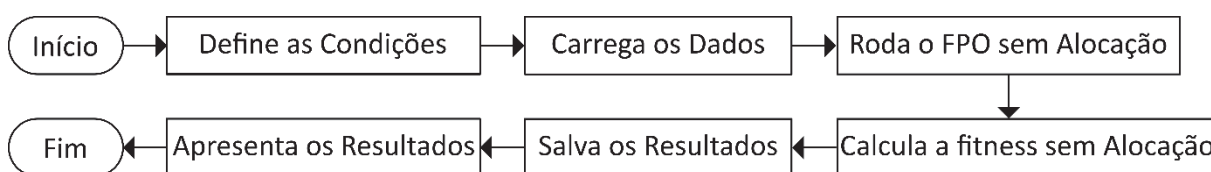
FONTE: Adaptado de LACHOVICZ (2016).

Cabe salientar que existem alimentadores cujos patamares de carga não correspondem ao representado nesta dissertação. Por exemplo, é possível que o patamar de carga pesada ocorra durante o período vespertino do dia. Já em relação a curva de GFV, os valores utilizados em cada um dos patamares de carga média têm por objetivo representar uma curva de GFV genérica sem problemas de intermitência de irradiação, não representando alguma região em específico. Sendo assim, uma modelagem mais aprofundada destes parâmetros pode elucidar ainda mais os impactos provenientes da GFV no planejamento de reativo na rede de distribuição e deve ser abordado em trabalhos futuros neste tema de pesquisa.

5.6 FLUXOGRAMA DE SIMULAÇÃO

A estrutura de simulação do programa original não sofreu alteração na versão aprimorada, exceto de que precisa da definição de mais condições antes do início da simulação que correspondem à GFV. Com isso existem dois tipos de simulações realizadas neste trabalho, a simulação sem alocação de ECD, FIGURA 28, e a simulação com alocação de equipamentos, FIGURA 29.

FIGURA 28 – FLUXOGRAMA DE UMA SIMULAÇÃO SEM ALOCAÇÃO

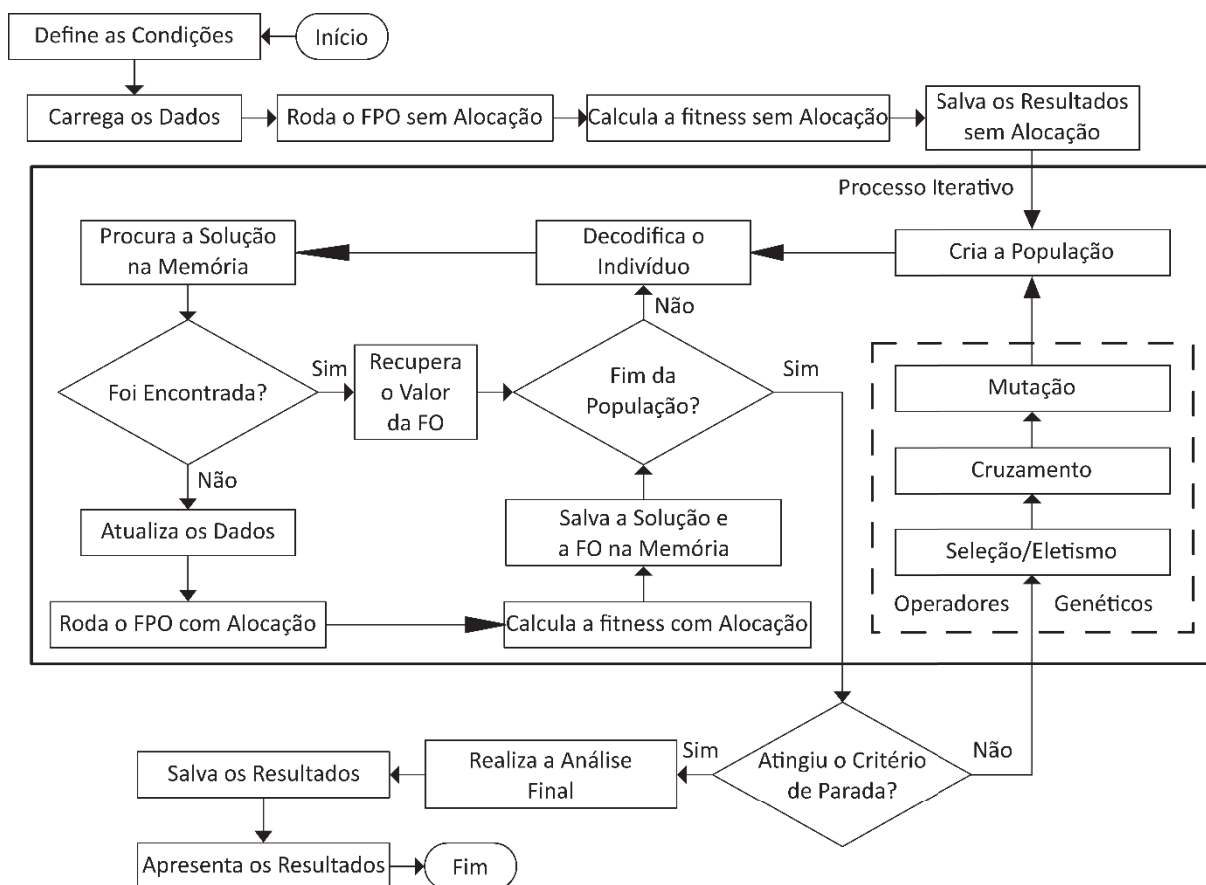


FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

A simulação sem alocação é a mais simples e tem por objetivo determinar o estado atual da rede elétrica em estudo, ela consiste em definir as condições de simulações, carregar os dados do sistema em estudo, executar o FPO calcular a função *fitness*, salvar os resultados e então apresenta-los em tela.

A simulação com alocação por outro lado é mais complexa devido a presença do processo iterativo dos AG, ela consiste nas mesmas etapas da simulação anterior até salvar os resultados sem alocação e então entra no processo iterativo. Neste processo o ciclo começa na criação de uma população de indivíduos que são então decodificados um a um, o programa procura na memória se aquele individuo já foi testado, caso já tenha sido testado o processo continua no teste do próximo indivíduo, caso não tenha sido testado os dados são atualizados, o FPO é executado e a função *fitness* é calculada e então o resultado é salvo na memória.

FIGURA 29 – FLUXOGRAMA DE UMA SIMULAÇÃO COM ALOCAÇÃO



FONTE: Adaptado de SZUVOVIVISKI (2008).

Esse processo iterativo continua até o fim da população que então verifica se os critérios de parada forem atendidos, caso não tenham sido atendidos a população anterior passa pelo processo de operação genética para formar uma nova população e começar o ciclo novamente. Se os critérios de convergência forem atendidos, o programa então executa uma análise final da rede com a alocação definida, salva os resultados e apresenta-os em tela. Nessa dissertação é utilizado como critério de parada a quantidade de gerações a serem simuladas.

A escolha das condições do problema, para os possíveis cenários de simulação, é feita por meio de uma interface gráfica desenvolvida no *software* MATLAB por Lachovicz (2016) e aprimorada neste trabalho com as novas funcionalidades do programa, conforme mostra a FIGURA 30.

Esta interface possui nove blocos principais de ajustes de opções. O bloco para definição do tipo de simulação, do sistema teste, dos parâmetros de alocação de RT, dos parâmetros de alocação de BC, dos pesos das FOs da função *fitness*, dos

parâmetros de penetração e despacho de GFV, dos pesos das FOs do FPO, das parametrizações do FPO e das parametrizações dos AG.

FIGURA 30 – INTERFACE GRÁFICA DO PROGRAMA APRIMORADO

The screenshot shows the 'Menu_Grafico' window with the title 'Alocação de BC e RT em Sistemas com Geração Solar'. The interface is organized into several sections:

- Definição da Simulação:** Includes 'A simulação será: Qtd.: 10' with a dropdown 'Com Alocação' and a checkbox 'Usar solução anterior'.
- Definição do Sistema:** Includes 'Será simulado: 90 Barras' and 'A carga será: Constante' (selected) or 'Com curva'.
- Geração Fotovoltaica:** Includes 'Inserir PV' (checked), 'Carga atendida: 50 %', 'Fator de potência inversor: Definido pelo sistema' (checked), and 'A inserção será: Barras Selecionadas'.
- Pesos da FO do AG:** Includes 'Perdas: 1', 'Queda: 1', 'Violação: 1', 'BC: 1', 'RT: 1', 'FP: 1'.
- Opções do AG:** Includes 'Tamanho da população: 10', 'Indivíduos: 2000', 'Gerações', 'Parâmetro de seleção: Roleta', 'Parâmetro de cruzamento: Um ponto', 'Parâmetro de migração: Sentido: Intervalo: Fração: 0.9', 'Parâmetro de mutação: Tipo: Taxa: Uniforme 0.1', and 'Parâmetro de elitismo: 2'.
- Parâmetros do RT:** Includes 'Alocar RT' (checked), 'A quantidade a alocar será: Definido pelo sistema', 'O ajuste do RT será: Entre 0.95 e 1.0469 pu', and 'A alocação será: Tronco principal' (selected) or 'Todas as Linhas'.
- Parâmetros do BC:** Includes 'Alocar BC' (checked), 'A quantidade a alocar será: Definido pelo sistema', 'O tipo do BC será: Fixo e Autom...', 'Carga de operação BC auto.: Leve' (selected) or 'Média' or 'Pesada', and 'A alocação será: Tronco principal' (selected) or 'Todas as barras' or 'Barras de MT' or 'Barras de BT'.
- Opções do FPO:** Includes 'Toler.: 1e-4', 'Iter.: 100', 'mi: 1e-2', 'mi lim.: 1e-10', 'Sigma: 12.5', 'Ajustar tap do trafo após a alocação' (checked), 'Modelo de restrição do FP: S' (selected) or 'Teta' or 'S e Teta', and 'Barras de geração com controle de FP: FP esp.: 1'.
- Pesos da FO do FPO:** Includes 'Perdas: 0', 'Custo: 0', 'Tensão: 1', 'FP: 1', and 'Wgrande: 10'.

Buttons for 'Iniciar' and 'Gráficos' are located at the bottom right.

FONTE: Adaptado de LACHOVICZ (2016).

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo descreveu a formulação matemática utilizada para DPR de inversores de tensão da GFV, bem como a ferramenta utilizada para resolver o problema de alocação de ECD. Destaca-se novamente que o objetivo desse trabalho de dissertação não é propor um novo método para realizar alocação ótima de ECD, mas a aprimorar o já proposto em SZUVOVIVISKI (2008) afim de avaliar o impacto da penetração de GFV. Para tanto, a potência reativa da GFV tem despacho otimizado no processo de alocação BCs na rede de MT e na rede de BT. Outro ponto de interesse da pesquisa é a utilização da GFV para melhorar o FP da SE, por meio da nova FO adicionada ao FPO, durante o processo de alocação de ECD.

Toda a modelagem desenvolvida e descrita ao longo deste capítulo foi implementada no *software* MATLAB, sendo este a ferramenta de simulação utilizada para a aquisição dos resultados.

6 RESULTADOS

Com o intuito de verificar o impacto da penetração de GFV com DPR ao longo de todo o dia, este capítulo tem por objetivo apresentar as condições gerais de contorno que nortearam as simulações deste trabalho, bem como os resultados obtidos com o desenvolvimento desta pesquisa. Basicamente, existem quatro abordagens realizadas, a primeira consiste na definição dos pesos ω_v e ω_{fp} que compõem a FO do FPO, conforme descrito no tópico 5.1, que foram utilizados para todas as demais simulações.

A segunda abordagem consiste em avaliar o impacto da penetração de GFV com capacidade de DPR na rede sem alocação de ECD, com intuito de entender as potenciais melhorias que esta modelagem pode oferecer. Conforme o cálculo automático da quantidade de ECD descrito no tópico 5.2.1.3, vai ser apresentado que os BCs fixos na rede de distribuição podem ser substituídos quando as GFV realizam DPR, podendo ser utilizados apenas BCs automáticos durante o período diurno de operação da GFV.

A terceira abordagem consiste em caracterizar a rede do sistema teste com a alocação de ECD sem a presença de GFV. Esta abordagem será usada como cenário base para a quarta abordagem, que consiste na alocação de ECD na presença de GFV com DPR.

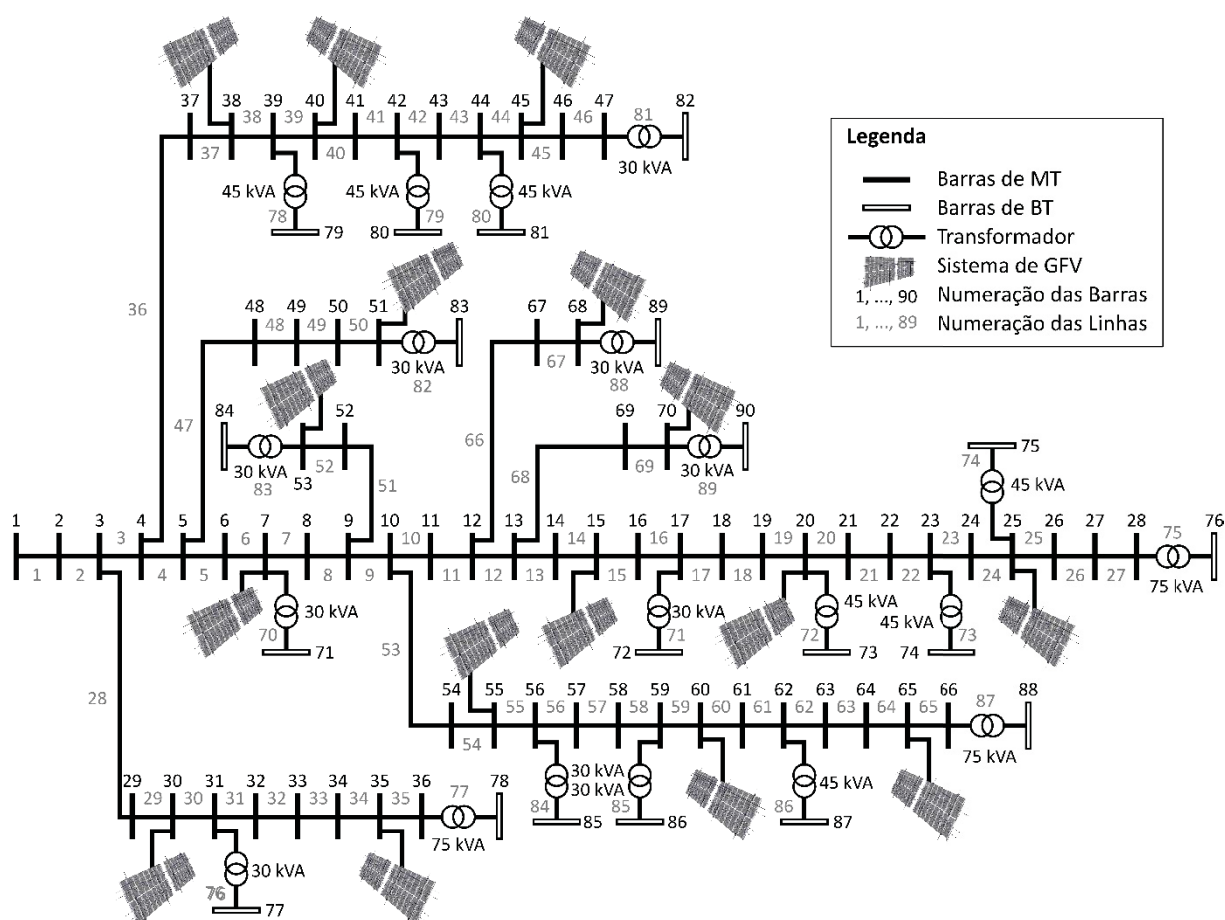
Para todas as abordagens descritas anteriormente será utilizado o sistema de 90 barras apresentado em Godoi (2009). Este sistema está baseado no sistema de 70 barras de Baran e Wu (1989), ao qual foi acrescido 20 barras de BT acopladas à rede de MT por meio de transformadores, seguindo o procedimento descrito na seção 5.3. A FIGURA 31 apresenta a topologia deste sistema. Percebe-se que nesta topologia está apresentada os sistemas de GFV considerados nas simulações, totalizando 16 geradoras equivalentes distribuídas, alocadas nas barras 7, 15, 20, 25, 30, 35, 38, 40, 45, 51, 53, 55, 60, 65, 68 e 70, de forma a garantir que exista pelo menos um sistema de GFV em cada ramal do sistema.

Percebe-se que não foi escolhido barras de BT para receberem sistema de GFV, pois as barras de BT estão acopladas com transformadores de no máximo 75 kVA de potência nominal. Como a capacidade de geração de cada sistema de GFV é definida com base na percentagem de penetração em relação de potência ativa nominal do sistema, conforme descrito na seção 5.5, em alguns cenários este valor

de 75 kVA é facilmente superado ocasionando problemas de convergência. Assim, decidiu-se a centralização de GFV apenas nas barras de MT.

Este sistema de 90 barras contém de carregamento nominal 4,4742 p.u. de potência ativa e 3,2031 p.u. de potência reativa indutiva totalizando 5,3998 p.u. de potência aparente, considerando como base 1 MVA de potência aparente, 13,8 kV de tensão para as barras de MT e 220 V de tensão para as barras de BT. Os dados elétricos utilizados deste sistema podem ser vistos no APÊNDICE A.

FIGURA 31 – SISTEMA TESTE DE 90 BARRAS COM GFV



FONTE: Adaptado de GODOI (2009).

6.1 DEFINIÇÃO DOS PESOS DAS FOs do FPO

Durante o processo de solução do FPO os pesos das funções objetivo desempenham um papel fundamental para definir a trajetória da solução. A formulação matemática proposta no Capítulo 5 permite que se habilite ou desabilite cada um dos critérios de otimização, fazendo seu respectivo peso igual a zero, ou

ainda possibilitando que se priorize a influência de uma delas frente a outra fazendo seu peso maior que as demais.

A escolha dos pesos sempre é um tabu na execução de estudos de otimização, pois sempre abre espaço para questionamento a respeito dos valores escolhidos, uma vez que essa escolha é feita geralmente de forma empírica conforme a sensibilidade do operador ou dos objetivos do estudo.

Desta forma, este tópico tem por objetivo apresentar a metodologia adotada para a definição dos pesos ω_v e ω_{fp} que serão utilizados durante as simulações deste trabalho. Esta metodologia consiste na plotagem de um gráfico de dispersão no qual o eixo das ordenadas representa o impacto do resultado e o eixo das abcissas representa o esforço do resultado. Assim, espera-se que os pesos escolhidos apresentem um alto impacto nos resultados com um baixo esforço.

Portanto, é necessário primeiramente definir critérios de comparação para avaliar o resultado proveniente de cada combinação de pesos. Cada critério deve ser avaliado separadamente de acordo com sua regra para caracterizar o seu impacto e seu esforço nos resultados obtidos e, então, somados para mensurar o impacto e o esforço global do resultado obtido.

6.1.1 Definição dos Critérios de Comparação e suas Regras

Para a comparação dos resultados da combinação dos pesos que serão utilizados neste trabalho foram definidos cinco critérios de comparação. Cada critério recebe uma nota de acordo com seu resultado e é classificado no quesito impacto e esforço como alto, médio ou baixo. Os valores limites, adotados para a avaliação de cada regra, são definidos de acordo com a margem de variação dos valores apresentados em cada critério para todos os cenários simulados. Os critérios adotados são:

- somatório do desvio de tensão especificada nas barras;
- média do FP dos sistemas de GFV;
- somatório do desvio de FP especificado nas barras monitoradas;
- perdas de potência ativa no sistema;
- quantidade de iterações para convergência.

Além da definição dos valores limites de cada uma das regras é também necessário atribuir os significados para a atribuição de cada conceito, ou seja,

entender o significado do termo impacto e esforço para o problema em questão. O problema que se pretende resolver com esta metodologia consiste na definição dos pesos que serão utilizados na FO do FPO, com isso, foram definidos 16 casos de simulação com pesos diferentes e valores de referência para ser atingido em cada critério.

Com base nos resultados apresentados em cada critério ficou entendido que, quanto mais distante os resultados estão dos valores de referência, mais esforço se terá para melhorar estes resultados com a alocação de maiores quantidades de ECD. Em contrapartida, quanto mais próximos dos valores de referência os resultados estiverem, maiores são os impactos para a QEE do sistema. Todos os critérios são enquadrados nessa definição do esforço e impacto, com exceção do critério de quantidade de iterações, que reflete no maior esforço computacional e no pior impacto na qualidade do programa computacional quanto maior for a sua quantidade.

Entretanto, para o critério de média do FP dos sistemas de GFV tal entendimento não é tão simples, quanto menor o valor da média do FP, maior é o impacto na QEE com a regulação de potência reativa por parte dos sistemas de GFV. Entretanto maior também será o esforço na alocação de ECD, pois conforme a regulação brasileira vigente é de interesse que os sistemas de GFV operem com FP próximo ao valor unitário.

A TABELA 15 apresenta as regras definidas para a solução do problema de escolha dos pesos da FO do FPO de cada critério. Analisando cada critério, é de fácil entendimento sua classificação em impacto e esforço alto, médio e baixo com base nos valores limites e seguindo a definição do significado de esforço e impacto adotados.

Pelas regras definidas, percebe-se que 4 delas apresentam um comportamento diretamente proporcional, ou seja, quanto maior o esforço menor será o impacto e vice-versa. Uma delas apresenta comportamento inversamente proporcional, ou seja, obter alto impacto requer alto esforço.

TABELA 15 – REGRAS PARA AVALIAÇÃO DE ESFORÇO E IMPACTO PARA CADA CRITÉRIO

Critério	Impacto			Esforço		
	Baixo	Médio	Alto	Baixo	Médio	Alto
Desvio de Tensão nas Barras (p.u.)	$> 0,2802$	$\leq 0,2802$ E $> 0,264$	$\leq 0,264$	$\leq 0,264$	$\leq 0,2802$ E $> 0,264$	$> 0,2802$
Média do FP dos Sistemas de GFV	$> 0,6116$	$\leq 0,6116$ E $> 0,542$	$\leq 0,542$	$> 0,6116$	$\leq 0,6116$ E $> 0,542$	$\leq 0,542$
Desvio do FP das Barras Monitoradas	$> 0,2241$	$\leq 0,2241$ E $> 0,01$	$\leq 0,01$	$\leq 0,01$	$\leq 0,2241$ E $> 0,01$	$> 0,2241$
Perdas Ativa do Sistema (p.u.)	$> 0,221$	$\leq 0,221$ E $> 0,2149$	$\leq 0,2149$	$\leq 0,2149$	$\leq 0,221$ E $> 0,2149$	$> 0,221$
Número de Iterações	≥ 85	≥ 48 E < 85	< 48	< 48	≥ 48 E < 85	≥ 85

FONTE: O autor (2018).

6.1.2 Avaliação dos Casos e Definição do Melhor Peso

Uma vez implementado as restrições de desigualdade referente aos dois modelos para o controle de despacho da GFV e da implementação da nova FO no problema para o controle do FP especificado, foram definidos 16 casos de combinações dos pesos ω_v e ω_{fp} variando de 0 a 100.

Todos os casos foram simulados utilizando como base o sistema de 90 barras. Para cada sistema de GFV definiu-se como capacidade nominal 0,3635 p.u. de potência aparente do inversor, totalizando 100% de penetração em relação a demanda de potência ativa do sistema para o patamar de carga pesada. Entretanto, para as simulações foi considerado um ponto de operação no qual cada sistema de GFV está despachando 0,1817 p.u. de potência ativa, permitindo a geração máxima de 0,3148 p.u. de potência reativa indutiva ou capacitiva atingindo sua capacidade nominal do inversor, sendo que, nesta condição o inversor do sistema de GFV estaria operando com FP de 0,5.

Tais parâmetros garantem a alta penetração de GFV no sistema resultando até mesmo na ocorrência de fluxo de potência ativa reverso em alguns pontos do sistema. Por fim, para avaliar o desempenho da nova FO, com intuito de minimizar o desvio de FP especificado de 0,98¹⁵, foram escolhidas as barras 1, 25 e 60. A escolha

¹⁵ A justificativa para a escolha do parâmetro $fp^{esp} = 0,98$ está apresentada no tópico 6.2.1.

da barra 1 sempre deve ser feita por se tratar da barra da subestação, ou seja, o despacho dos sistemas de GFV serão otimizadas para tentar atender o valor de FP especificado para a subestação. Já a escolha das barras 25 e 60 foi feita por se tratar de barras com GFV, o intuito é testar tanto o funcionamento controle do FP local na própria barra da GFV quanto testar o controle sistêmico na barra da subestação.

As barras para a escolha da otimização do FP especificado deve ser sempre uma barra de geração. Como a barra da subestação é a barra de referência do sistema teste e por ele apresentar característica radial com apenas uma linha de saída, o FP calculado nesta barra representa o FP líquido da mesma. Já para as demais barras com GFV, o intuito não é otimizar o FP líquido da barra acessada por entender que não é de responsabilidade do acessante arcar com os problemas de QEE já existentes no sistema. Assim o FP controlado consiste no FP de injeção na barra que é resultante da diferença do montante de potência gerado na barra do montante de potência consumido na barra.

Cada caso de combinação de peso foi simulado com essa configuração de GFV adotada e seus resultados para cada critério pode ser visto na TABELA 16. Estes resultados foram então confrontados com as regras definidas para cada critério e consequentemente receberam sua classificação numérica refletindo o esforço e impacto, sendo:

- 1 para esforço alto e impacto baixo;
- 2 para esforço e impacto médio;
- 3 para esforço baixo e impacto alto.

A classificação resultante de cada critério é então somada para garantir uma classificação única referente ao esforço e impacto global de cada caso simulado, sendo que o resultado desejado deve apresentar o menor esforço e o maior impacto possível. A FIGURA 32 apresenta o resultado da matriz de comparação entre esforço e impacto utilizando os critérios de comparação definidos.

É possível perceber que pelas regras e limites definidos existem três tipos característicos de solução, o primeiro tem como pior classificação os casos com alto esforço e baixo impacto que não apresentaram convergência. O segundo grupo tem como pior classificação resultados com médio esforço e baixo impacto e melhoraram com até atingir a solução com médio impacto e baixo esforço. Por fim, o terceiro grupo de solução apresentam baixo esforço com médio e alto impacto.

TABELA 16 – RESULTADOS OBTIDOS PARA OS CRITÉRIOS EM CADA CASO SIMULADO

Caso	Critério				
	Desvio de Tensão (p.u.)	Média do FP da GFV	Desvio de FP	Perdas (p.u.)	Iterações
$\omega_v = 0$ $\omega_{fp} = 0$	0,2909	0,7339	0,2501	0,21583	7
$\omega_v = 1$ $\omega_{fp} = 0$	0,2496	0,5	0,4236	0,20985	11
$\omega_v = 10$ $\omega_{fp} = 0$	0,2496	0,5	0,4236	0,20985	14
$\omega_v = 100$ $\omega_{fp} = 0$	0,2496	0,5	0,4236	0,20985	21
$\omega_v = 0$ $\omega_{fp} = 1$	0,292	0,6295	3,08E-08	0,22815	66
$\omega_v = 0$ $\omega_{fp} = 10$	0,289	0,6291	4,55E-11	0,22416	20
$\omega_v = 0$ $\omega_{fp} = 100$	0,2895	0,6282	5,56E-19	0,22562	91
$\omega_v = 1$ $\omega_{fp} = 1$	0,2713	0,5496	4,84E-04	0,21831	32
$\omega_v = 10$ $\omega_{fp} = 1$	1	0	1	1	1000
$\omega_v = 100$ $\omega_{fp} = 1$	1	0	1	1	1000
$\omega_v = 1$ $\omega_{fp} = 10$	0,2728	0,5802	2,04E-04	0,21911	60
$\omega_v = 1$ $\omega_{fp} = 100$	0,2724	0,5813	7,90E-08	0,21838	74
$\omega_v = 10$ $\omega_{fp} = 10$	0,2713	0,5496	4,83E-04	0,21831	67
$\omega_v = 100$ $\omega_{fp} = 10$	0,2676	0,5404	0,0182	0,21793	121
$\omega_v = 10$ $\omega_{fp} = 100$	1	0	1	1	1000
$\omega_v = 100$ $\omega_{fp} = 100$	1	0	1	1	1000
Valor Especificado	1	1	0,98	0	0

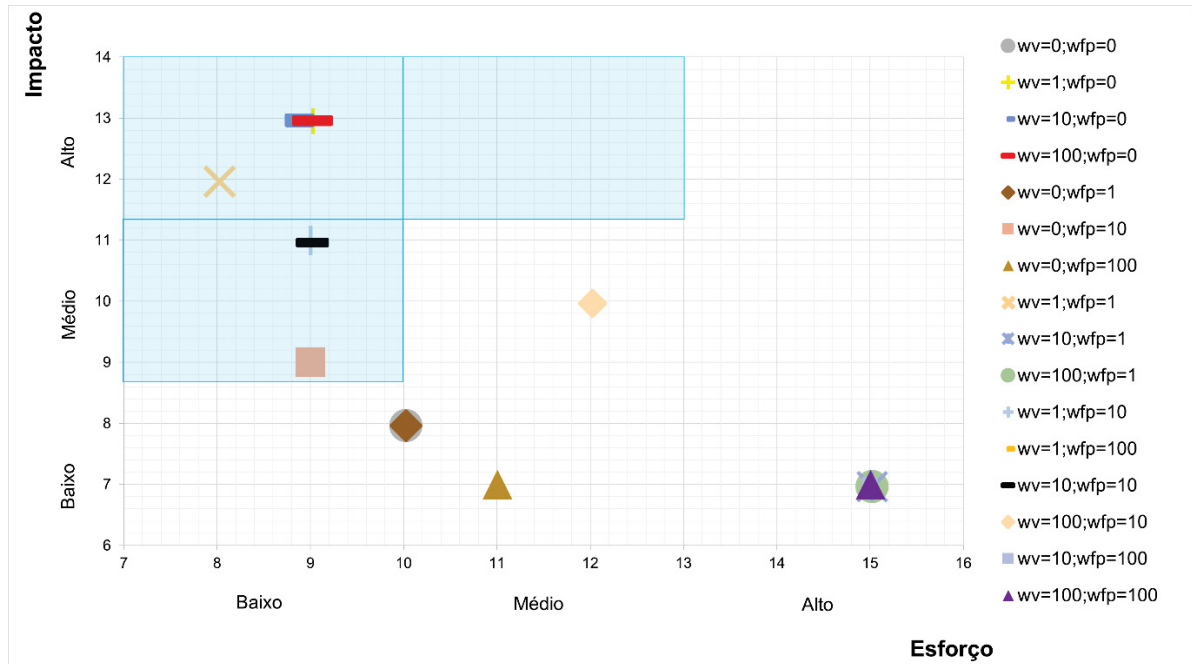
FONTE: O autor (2018).

NOTA: Os casos ($\omega_v = 10$, $\omega_{fp} = 1$), ($\omega_v = 100$, $\omega_{fp} = 1$), ($\omega_v = 10$, $\omega_{fp} = 100$) e ($\omega_v = 100$, $\omega_{fp} = 100$) não apresentaram convergência. Desta forma, foram atribuídos resultados fictícios representando uma solução ruim em relação as demais.

As soluções candidatas de interesse estão concentradas no terceiro grupo dentro dos retângulos azuis, que representam soluções com alto impacto e baixo esforço, médio impacto e baixo esforço e médio esforço e alto impacto, sendo que este último não contempla nenhuma solução. Ao todo existem 4 soluções na região de interesse que estão praticamente empatadas, entretanto, três destas soluções foram obtidas com peso $\omega_{fp} = 0$ que desabilita a nova FO. Assim, a melhor solução

obtida consiste no caso com os pesos definidos em $\omega_v = 1$ e $\omega_{fp} = 1$, porém as soluções ($\omega_v = 10$, $\omega_{fp} = 10$) e ($\omega_v = 1$, $\omega_{fp} = 10$) também poderiam ser utilizadas por apresentarem baixo esforço e médio impacto, mas dobram o número de iterações sem apresentar melhoria significativa nos demais critérios.

FIGURA 32 – RESULTADO DA MATRIZ DE ESFORÇO VERSUS IMPACTO COM CINCO CRITÉRIOS DE COMPARAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

Assim, conclui-se que os pesos que serão utilizados durante as simulações de alocação de ECD considerando a alta penetração de sistemas de GFV com potência reativa despachável consistem em $\omega_v = 1$ e $\omega_{fp} = 1$.

6.2 CONDIÇÕES GERAIS DE CONTORNO PARA AS SIMULAÇÕES

O *software* aprimorado com a inserção da GFV com DPR possibilita a escolha de várias condições de simulação. De forma a evitar um conjunto de simulações excessivas foram definidos alguns cenários de simulação para alocação dos ECD a serem realizadas neste trabalho. Assim, este tópico apresenta os cenários definidos para as simulações, bem como as configurações de simulações utilizadas em cada cenário e, por fim, a validação da formulação proposta por meio da análise estatística

dos resultados com o coeficiente de variação (CV) do resultado da função *fitness*, que representa a relação do desvio padrão dos resultados com a média.

6.2.1 Definição dos Cenários de Simulação

A TABELA 17 apresenta os cenários definidos pelas seguintes opções de operação: percentual de inserção de GFV, fator de potência mínimo do inversor, modo de operação dos BCs automáticos (carga média e/ou pesada). Percebe-se que foi escolhido o valor de 0,01 para o FP mínimo de operação do inversor¹⁶, pois este valor permite que o sistema de GFV opere durante os patamares de carga, que não existe a geração de potência ativa, para suporte de potência reativa. Basicamente, os cenários variam em termos de inserção de GFV e a operação de BC automático somente no patamar de carga média no cenário 5.

TABELA 17 – CONDIÇÕES DE SIMULAÇÕES UTILIZADAS

Cenário	Inserção de GFV [%]	FP mínimo do Inversor	Operação BC Automático
1	0	-	Carga Pesada e Média
2	10	0,01	Carga Pesada e Média
3	50	0,01	Carga Pesada e Média
4	80	0,01	Carga Pesada e Média
5	50	0,01	Carga Média

FONTE: O autor (2018).

Com relação às condições fixas que são comuns em todos os cenários, têm-se:

- curva de carga e tensão inicial na SE conforme apresentado na seção 5.4;
- a alocação de BC fixo e automático com espaço de busca em todas as barras do sistema;
- alocação de RT com ajuste de tensão nominal pós barra e espaço de busca em todas as linhas do sistema, com exceção das linhas representadas por transformadores;
- quantidade de equipamentos definido pelo sistema conforme apresentado no item 5.2.1.3;

¹⁶ Não é possível a utilização do FP mínimo do inversor igual a 0, pois este valor resulta em indeterminação numérica durante a solução do FPO.

- peso das funções que compõe a função fitness unitário;
- configuração dos AG conforme apresentado no tópico 5.2.3;
- GFV em barras fixas conforme apresentada na FIGURA 31 e dimensionamento conforme apresentado na seção 5.5;
- FPO com tolerância de convergência de $1e-4$, parâmetro de barreira da FO de $1e-2$, parâmetro de atualização de passo de 12,5 e pesos da FO conforme definidos no tópico 6.1.2.

Para os valores especificados da FO do FPO, foi escolhido o valor de 1 p.u. para a tensão V^{esp} de todas as barras por se tratar da tensão nominal do sistema. Já para o valor do fp^{esp} , foi escolhido o valor de 0,98, pois quanto mais próximo do valor unitário, mais difícil é a convergência do fluxo de potência reativa do sistema para a modelagem utilizada. Como valor de 0,98 foi possível obter a convergência para todos os quinze patamares de carga em todos os cenários de inserção de GFV, sendo que, para valores maiores de fp^{esp} o FPO não conseguiu convergência para os patamares em que os valores de geração disponível dos sistemas de GFV estava muito próximo ao carregamento total da rede. Ou seja, a convergência do problema está diretamente vinculada com a quantidade de sistemas de GFV, a porcentagem de penetração desses sistemas e o valor do fp^{esp} de interesse. Esta situação pode ser abordada em trabalhos futuros para garantir o processo de convergência para qualquer condição de simulação.

6.2.2 Validação da Formulação Proposta

Para cada cenário de simulação o teste foi realizado trinta vezes consecutivas para a obtenção da população de resultados, permitindo com que estes resultados possam ser avaliados de maneira estatística. As simulações de todos os cenários foram realizadas no *software* MATLAB e executados na nuvem utilizando os recursos computacionais disponíveis na plataforma em nuvem da Google (*Compute Engine - Google Cloud Platform*¹⁷). Foram instanciadas dez máquinas virtuais com dois núcleos de processamento *Intel Xeon* e 7,5 GB de memória *ram* cada para a execução de simulações dos cenários em paralelo.

¹⁷ Maiores informações da plataforma em nuvem da Google estão disponíveis em <https://cloud.google.com>. Acesso em 20/02/2018.

A TABELA 18 apresenta a variação dos resultados obtidos em cada parcela da função *fitness* de avaliação. Percebe-se ao longo dos cenários a influência da GFV na redução dos valores das funções respectivas às perdas de energia elétrica e problemas no perfil de tensão, pois os valores referentes aos custos dos equipamentos alocados não tiveram variação significativa.

Em todos os cenários foi obtido a solução do problema de desvio de FP da SE, entretanto, em nenhum dos cenários houve a solução do problema de tensão, o que reflete a grande influência dos valores normalizados do custo dos ECD aos valores normalizados do custo com problemas de tensão, bem como, a influência da modelagem do DPR da GFV exclusiva para resolver o problema de desvio de FP de barras selecionadas. Esta característica e outros resultados estão detalhados ao longo deste capítulo.

TABELA 18 – VALORES MÁXIMOS E MÍNIMOS DE CADA PARCELA DA FUNÇÃO *FITNESS* EM CADA CENÁRIO

Parcela da função <i>fitness</i>		Resultado		Cenário				
				1	2	3	4	5
Perdas	f_1	Máximo	R\$	2,36 BI	2,23 BI	1,98 BI	1,84 BI	2,04 BI
			Normalizado	0,71489	0,72835	0,82006	0,84134	0,84381
		Mínimo	R\$	2,18 BI	2,10 BI	1,83 BI	1,70 BI	1,83 BI
			Normalizado	0,66077	0,68629	0,75537	0,78024	0,75736
Violação de Tensão	f_2	Máximo	R\$	712 MI	661 MI	631 MI	400 MI	988 MI
			Normalizado	0,12588	0,12955	0,18354	0,13094	0,28746
		Mínimo	R\$	39,6 MI	40,5 MI	31,8 MI	19,5 MI	30,3 MI
			Normalizado	0,00699	0,00795	0,00924	0,00636	0,00881
Queda de Tensão	f_3	Máximo	R\$	21,3 BI	21,7 BI	43,4 BI	17,4 BI	37,9 BI
			Normalizado	0,08483	0,09199	0,2369	0,11027	0,20712
		Mínimo	R\$	7,43 BI	7,33 BI	7,15 BI	5,17 BI	5,42 BI
			Normalizado	0,02957	0,03109	0,03905	0,03276	0,02961
Custo dos BCs	f_4	Máximo	R\$	141.583,14	80.774,86	139.863,	98.660,	133.527,82
			Normalizado	0,12009	0,09135	0,15818	0,10042	0,15102
		Mínimo	R\$	67.013,21	45.905,	49.678,	52.688,33	48.710,53
			Normalizado	0,05684	0,05192	0,05618	0,05363	0,05509
Custo dos RTs	f_5	Máximo	R\$	305.814,27	305.814,27	353.459,25	305.814,27	305.814,27
			Normalizado	0,54617	0,54617	0,63127	0,54617	0,54617
		Mínimo	R\$	165.464,73	165.464,73	165.464,73	165.464,73	165.464,73
			Normalizado	0,29551	0,29551	0,29551	0,29551	0,29551
Desvio do FP da SE	f_6	Máximo	p.u.	0,10402	0,02961	0,0433	0,00177	0,0475
			Normalizado	0,0703	0,00286	0,01282	0,00059	0,01407
		Mínimo	p.u.	0	0	0	0	0
			Normalizado	0	0	0	0	0

FONTE: O autor (2018).

NOTA: A sigla BI significa bilhões, enquanto que a sigla MI significa milhões.

Em relação ao valor final da função *fitness*, ou seja, com todas as parcelas somadas, percebe-se que o valor aumenta a medida que a penetração de GFV

aumenta na rede. Entretanto, esta característica pode levar a conclusões errôneas caso analisada isoladamente, pois conforme visto na TABELA 18, em todas as parcelas houve a redução dos custos de perdas e de tensão, embora os valores normalizados aumentaram. Esta característica ocorre, pois conforme a penetração de GFV aumenta tem-se a melhora destas parcelas na rede antes da alocação, dificultando a obtenção de melhorias maiores com a alocação de ECD expressa na forma normalizada.

A TABELA 19 apresenta a avaliação estatística da função *fitness*, percebe-se que para todos os cenários foi obtido CV inferior a 10%, refletindo a aderência das soluções com ótima precisão e baixa dispersão dos resultados. Também, é possível observar que conforme a inserção de GFV aumenta, mais complexa se torna a solução do problema o que resulta em valores de CV maiores. Entretanto, os cenários que apresentaram maiores variações foram aqueles que tem penetração de GFV equivalente a 50% do carregamento nominal de potência ativa da rede, devido a alocação de RT mais próximo a SE com custo maior, o que reflete novamente a influência dos custos dos ECD na solução final.

TABELA 19 – RESULTADOS ESTATÍSTICOS DA FUNÇÃO *FITNESS* EM CADA CENÁRIO

Resultados da função <i>fitness</i> normalizada	Cenário				
	1	2	3	4	5
Máximo	1,375075	1,441255	1,779565	1,614979	1,706942
Mínimo	1,277968	1,302335	1,426155	1,439522	1,40042
Média	1,322032	1,347404	1,541947	1,489575	1,486302
Desvio Padrão	0,022532	0,02932	0,112092	0,036407	0,065512
CV [%]	1,704336	2,17604	7,269512	2,444108	4,407749

FONTE: O autor (2018).

Esta avaliação demonstra que os resultados apresentam homogeneidade em relação aos seus valores finais, sendo estes influenciados apenas pelas condições de contorno definidas e as opções iniciais de simulação.

Por fim, em relação a quantidade de gerações necessárias para encontrar a melhor solução, em 55,33% dos casos a melhor solução foi encontrada com menos que 1804 gerações, ou seja, foram simuladas praticamente 200 gerações sem alterar a melhor solução do problema, mostrando certa estagnação do processo de busca para as condições de simulação selecionadas. Com isso, considera-se suficiente a escolha de 2.000 gerações para a etapa de alocação de ECD.

6.3 IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GFV COM DPR NA REDE SEM ALOCAÇÃO DE ECD

Todos os cenários de simulação descritos anteriormente são simulados inicialmente com a rede sem alocação de ECD com o intuito de caracterizar as condições operativas da rede antes do processo de alocação de ECD, para então, comparar com as condições operativas após a alocação. Assim, é possível verificar o impacto da inserção de GFV com capacidade de DPR na rede nesta primeira etapa sem alocação de ECD nos quatro primeiros cenários, pois o cenário cinco apresenta as mesmas condições iniciais do cenário 3 sem a alocação.

A TABELA 20 apresenta a evolução das parcelas da função *fitness* que representam a QEE da rede em termos de perdas elétricas sistêmicas, tensão sistêmica e FP da SE. Quanto maiores estão os valores operativos destas parcelas, pior é a QEE da rede em teste. Percebe-se nesta tabela que conforme a penetração de GFV com capacidade de DPR aumenta na rede, os custos operacionais referentes as perdas elétricas e problemas de tensão diminuem, conforme o esperado. Entretanto, não é suficiente para resolver o problema sistêmico de tensão.

Por outro lado, em relação ao desvio de FP da SE, percebe-se que com a penetração de GFV a partir de 50% praticamente resolve o problema do desvio de FP na SE, sendo os valores restantes referentes ao período diurno quando a os sistemas de GFV estão fornecendo potência ativa.

TABELA 20 – EVOLUÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DA REDE COM A PENETRAÇÃO DE GFV COM SUPORTE DE REATIVO

Critérios			Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4
f_1	Perdas	R\$	3,30 BI	3,06 BI	2,42 BI	2,18 BI
f_2	Violação de Tensão	R\$	5,66 BI	5,1 BI	3,44 BI	3,03 BI
f_3	Queda de Tensão	R\$	251 BI	236 BI	183 BI	158 BI
f_6	Desvio de FP da SE	p.u.	14,803	10,350	3,379	2,983

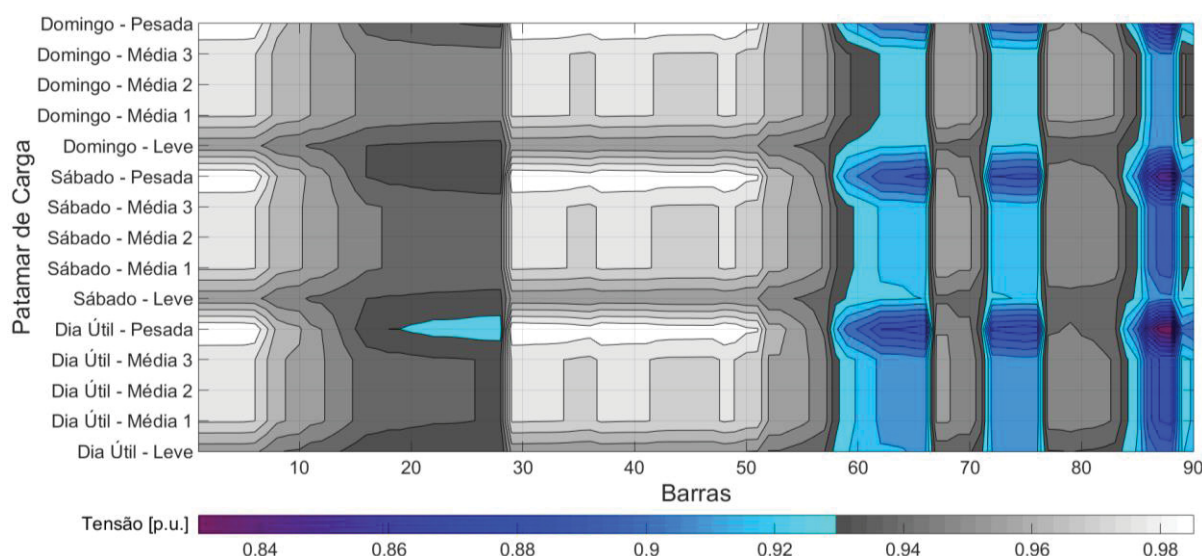
FONTE: O autor (2018).

Os tópicos seguintes têm por objetivo detalhar estas melhorias provenientes do aumento da penetração de GFV com DPR na rede.

6.3.1 Melhorias na Tensão Sistêmica sem Alocação

O perfil de tensão no sistema teste de 90 barras sem alocação e sem a presença de GFV apresenta níveis de tensão bem abaixo do limite precário estabelecido de 0,93 p.u., conforme mostra a FIGURA 33. Esta figura apresenta o perfil de tensão das barras expresso em um mapa de contorno com 20 curvas de nível¹⁸, as áreas com tons de cinza representam as barras com magnitude de tensão adequada, ou seja, maior ou igual a 0,93 p.u., por outro lado, as barras com tons de azul e roxo representam as barras com magnitude de tensão crítica e precária.

FIGURA 33 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS SEM GFV AO LONGO DOS PATAMARES SEM ALOCAÇÃO



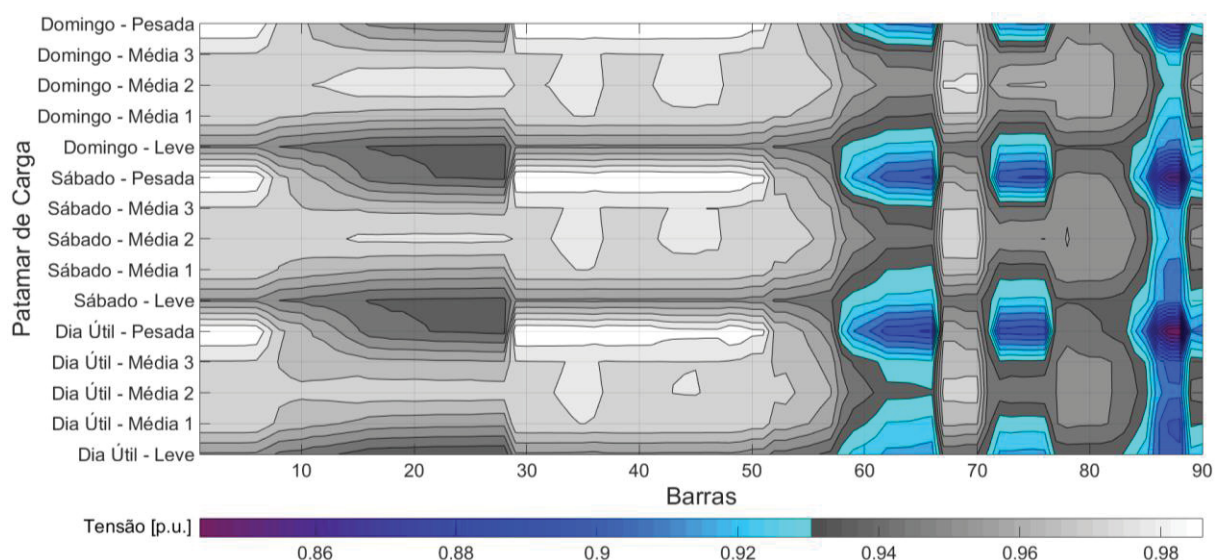
FONTE: O autor (2018).

Percebe-se que o nível de tensão está adequado na maioria das barras de MT, com exceção das barras 20 a 28 durante o patamar de carga pesada do dia útil e das barras 58 a 66 que apresentam valores críticos e precários ao longo de todos os patamares. Já em relação as barras de BT, o conjunto de barras 72 a 76 e 84 a 90 também apresentam valores de tensão crítica e precária em todos os patamares, sendo o segundo conjunto de barras o mais crítico do sistema, com valores de até 0,83 p.u. no patamar de carga pesada no dia útil.

¹⁸ Decidiu-se pela escolha do gráfico com curvas de nível ao invés da tradicional plotagem do perfil de tensão em gráficos de linhas, pois como existem 15 patamares de cargas este tipo de gráfico permite avaliar, embora não de maneira precisa, a evolução da tensão continuamente ao longo dos patamares sem poluir o gráfico com várias linhas.

Conforme a penetração de GFV com suporte de potência reativa aumenta no sistema, o perfil de tensão melhora, principalmente nos patamares de carga média que existe a geração de potência ativa, diminuindo a queda de tensão ao longo do alimentador. A FIGURA 34 apresenta as curvas de nível do perfil de tensão da rede ao longo de todos os patamares de carga considerando a penetração de 80% de GFV. Percebe-se na figura que somente com a GFV foi possível mitigar os problemas de tensão na rede e, também, é possível perceber a contribuição da compensação de potência reativa noturna para esta melhoria, pois o primeiro conjunto de barras de MT compreendido pelas barras 20 a 28 apresenta tensão adequada durante o patamar de carga pesada no dia útil, período no qual a GFV não está injetando potência ativa.

FIGURA 34 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS COM 80% DE PENETRAÇÃO DE GFV AO LONGO DOS PATAMARES SEM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

No conjunto restante de barras de MT e no primeiro conjunto de barras de BT, percebe-se que a tensão chegou a níveis adequados durante os patamares de carga média, quando os sistemas de GFV estão injetando a potência ativa disponível e realizando a compensação de potência reativa até o limite de potência aparente do inversor. Já para os patamares de carga leve e pesada a compensação de potência reativa dos sistemas de GFV não foi suficiente para resolver o problema de subtensão, entretanto, ajudou a mitigar o problema.

Cabe salientar que as melhorias no perfil de tensão com a penetração de GFV com capacidade de compensação de potência reativa não foi melhor, pois o foco da

modelagem desta dissertação concentrou-se em resolver o problema do desvio de FP da SE. Sendo assim, a modelagem do despacho da GFV para suporte de tensão pode ser abordada em trabalhos futuros.

6.3.2 Melhorias no FP da SE sem Alocação

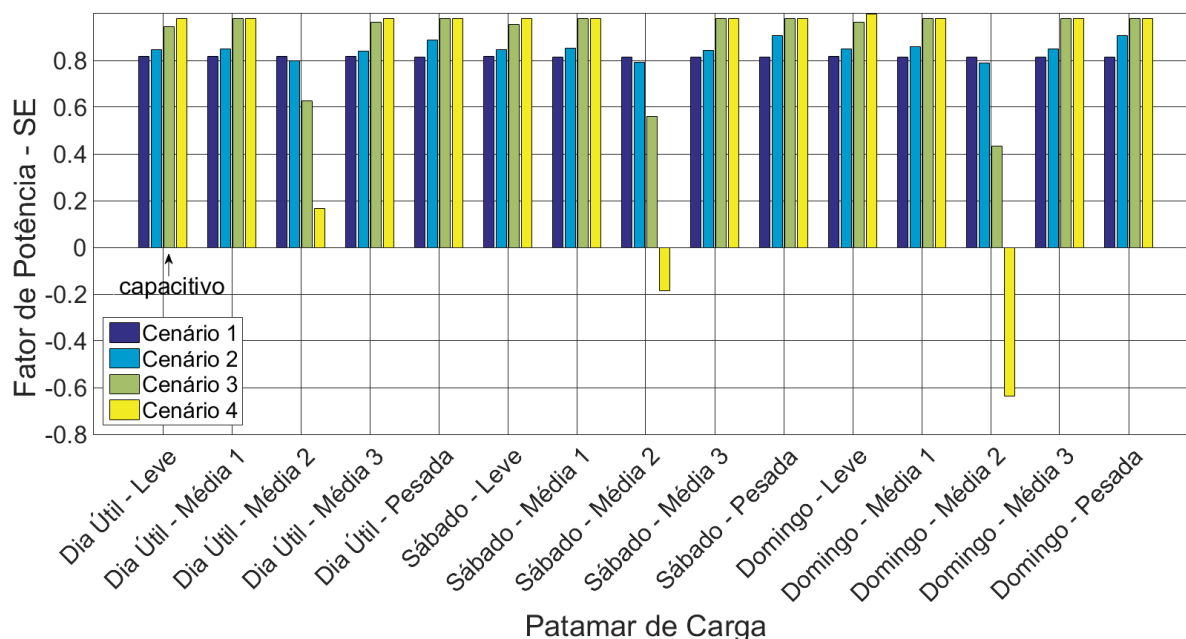
Com a análise do FP da SE antes da alocação de ECD é possível mensurar a efetividade da compensação de potência reativa utilizando os sistemas de GFV com a modelagem proposta. A simulação do cenário 1 mostra que o FP da SE sempre está em torno de 0,8 em todos os patamares de carga quando não existe sistemas de GFV. A medida que a penetração de GFV aumenta é possível ver a melhora do FP em todos os patamares com exceção do patamar de carga média 2, quando os sistemas de GFV estão injetando praticamente apenas potência ativa.

A FIGURA 35 apresenta esta evolução ao longo de todos os patamares de carga, percebe-se que com apenas 10% de penetração de GFV com capacidade de compensação de potência reativa é possível aumentar o valor do FP para 0,9 durante o período noturno nos patamares de carga leve e pesada no dia domingo e 0,84 para o dia útil. Percebe-se que com a penetração a partir de 50% de GFV, já é possível atender o valor especificado de 0,98 até mesmo nos patamares de carga média 1 e 3, que apresentam geração de potência ativa parcial.

Por outro lado, durante o patamar de carga média 2, no qual praticamente existe pouco suporte de potência reativa devido a predominância de geração de potência ativa, o aumento da penetração de GFV faz com que o FP de potência na SE caia para valores muito baixos, chegando a 0,2 considerando a penetração de 80%. Outro ponto de destaque, é o aparecimento de fluxo de potência ativa reverso na SE durante os patamares de carga média 2 nos dias de sábado e domingo para penetração de 80%.

Em todos os cenários a rede da SE apresentou FP indutivo, ou seja, a SE está fornecendo potência reativa para a rede, entretanto, constata-se que apenas no patamar de carga leve do dia útil para penetração de 50%, a rede da SE apresentou FP capacitivo, ou seja, está consumindo potência reativa da rede. Espera-se que tal característica seja dominante caso o despacho da GFV tenha como objetivo regular a tensão da rede, ou seja, é possível substituir BCs fixos por GFV com capacidade de compensação de potência reativa.

FIGURA 35 – EVOLUÇÃO DO FP DA SE COM A INSERÇÃO DE GFV AO LONGO DOS PATAMARES SEM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

NOTA: Os valores negativos de FP representam fluxo de potência ativa reverso na SE.

Com o intuito de apresentar com maior detalhamento a geração de potência reativa dos sistemas de GFV considerando 80% de penetração, a TABELA 21 apresenta a disponibilidade de geração ou consumo de potência reativa disponível em todos os patamares de carga, enquanto que, a FIGURA 36 apresenta o comportamento de geração de potência reativa em todos os sistemas de GFV ao longo dos patamares de carga média 1 e 3 em todos os dias, sendo que o patamar de carga média 2 não é apresentado pois resultou em um despacho máximo de potência reativa disponível para este período em todos os dias.

TABELA 21 – DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO OU CONSUMO DE POTÊNCIA REATIVA EM CADA PATAMAR PARA 80% DE PENETRAÇÃO DE GFV

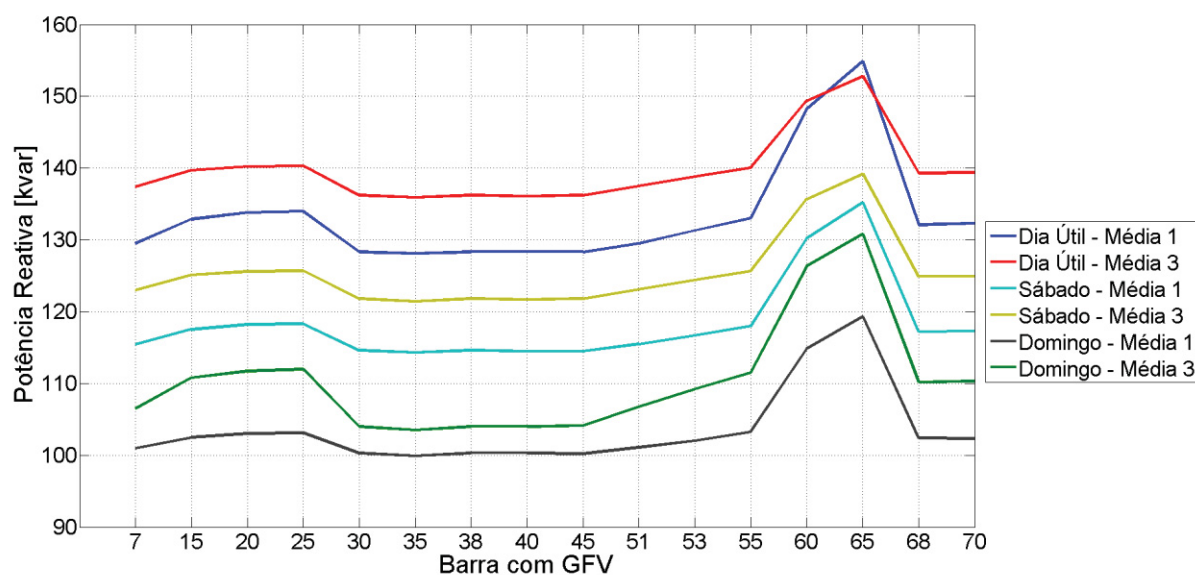
Patamar de Carga	Todos os dias				
	Leve	Média 1	Média 2	Média 3	Pesada
Disponibilidade [kvar]	223,7	208,7	69,9	191,1	223,7

FONTE: O autor (2018).

Por meio destes resultados percebe-se que a modelagem proposta realiza o DPR de maneira quase igualitária entre os sistemas de GFV quando existe a geração

simultânea de potência ativa. A única exceção está nos sistemas de GFV das barras 60 e 65 que estão localizados no ramal com maior problema de tensão da rede, demonstrando a influência da função objetivo de minimizar o desvio de tensão especificada da rede.

FIGURA 36 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA MÉDIA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO SEM ALOCAÇÃO

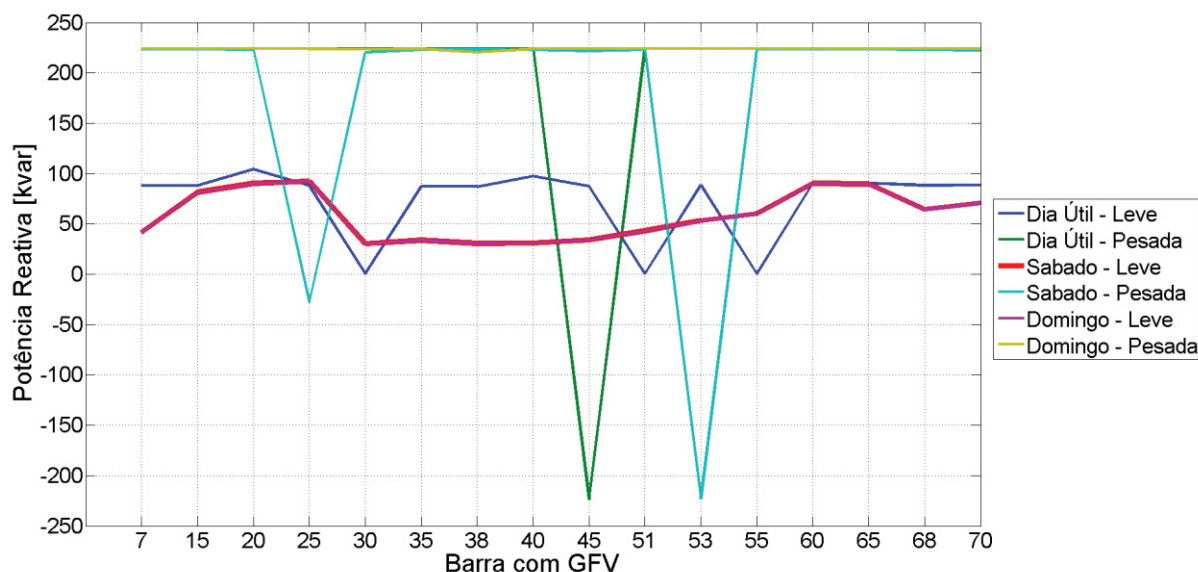


FONTE: O autor (2018).

Por outro lado, a FIGURA 37 apresenta o comportamento de geração reativa em todos os sistemas de GFV durante os patamares de carga leve e pesada. Durante o patamar de carga leve, quando o sistema de GFV está sem geração de potência ativa, os valores despachados apresentam maiores dispersões. Observa-se que as barras 30, 51 e 55 apresentaram despacho de apenas 0,2 kvar¹⁹ durante o patamar de carga leve do dia útil, entretanto, foi obtido o valor especificado de 0,98 de FP na SE. Já durante o patamar de carga pesada do dia útil e do dia de sábado algumas barras apresentaram consumo de potência reativa, como é o caso da barra 45, que apresentou o consumo máximo disponível de 223,7 kvar.

¹⁹ Foram realizadas diversas abordagens para encontrar alguma justificativa destes valores, mas sem sucesso, pois este comportamento não se repete nos demais patamares.

FIGURA 37 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA LEVE E PESADA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO SEM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

NOTA: Os valores negativos de geração representam consumo de potência reativa.

Por fim, percebe-se que com exceção do patamar de carga pesada, não foi utilizada a capacidade máxima disponibilizada de geração de potência reativa em cada patamar de carga. Ou seja, para este nível de penetração de GFV ainda existe a possibilidade de utilizar potência reativa para regulação de tensão sem comprometer o valor especificado de FP na SE, pois conforme visto na FIGURA 35 em todos os patamares de carga o FP na SE apresentou comportamento indutivo.

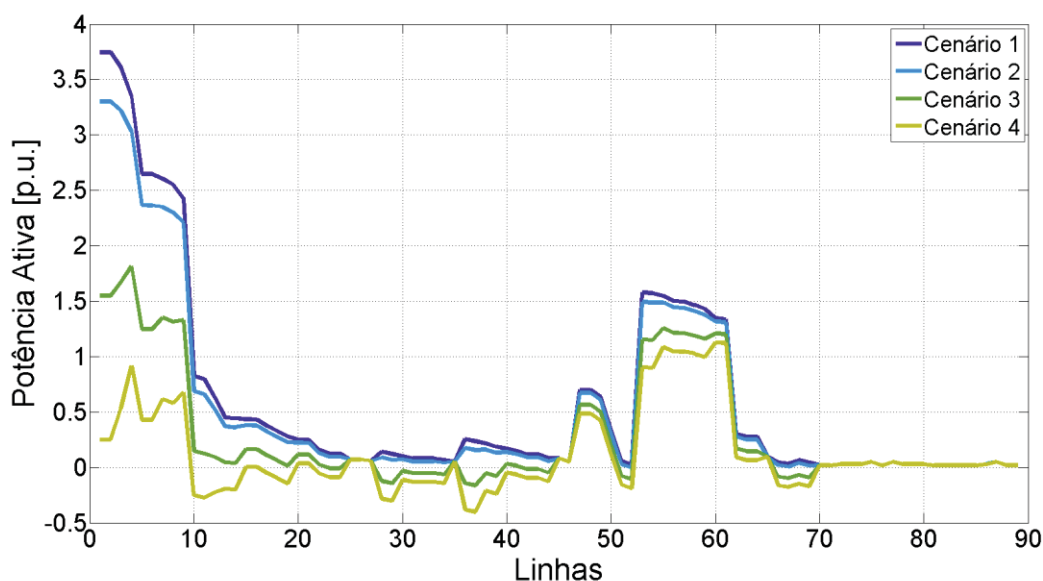
6.3.3 Melhorias nas Perdas Sistêmicas sem Alocação

A melhora das perdas sistêmicas ocorreu como o esperado, pois conforme visto na revisão da literatura, a medida em que a penetração de GFV aumenta na rede existe a diminuição das perdas elétricas. Tal redução é consequência da melhora dos níveis de tensão e da diminuição do excedente de potência reativa descrita nos tópicos anteriores. Tais condições fazem com que a magnitude de corrente elétrica que circula nas linhas seja menor, diminuindo as perdas elétricas pelo efeito joule.

Basicamente, este impacto na redução das perdas provenientes da inserção de GFV pode ser visto em dois momentos, durante o período de máxima geração de potência ativa, avaliando o fluxo de potência ativa na rede, e durante o período de compensação de potência reativa, avaliando o fluxo de potência reativa na rede.

A FIGURA 38 apresenta a evolução do fluxo de potência ativa na rede sem alocação de ECD conforme a penetração de GFV aumenta para o patamar de carga média 2 do dia útil. Este patamar de carga representa o momento de máxima geração de potência ativa por parte dos sistemas de GFV.

FIGURA 38 – EVOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA ATIVA NO PATAMAR DE CARGA MÉDIA 2 DO DIA ÚTIL SEM ALOCAÇÃO



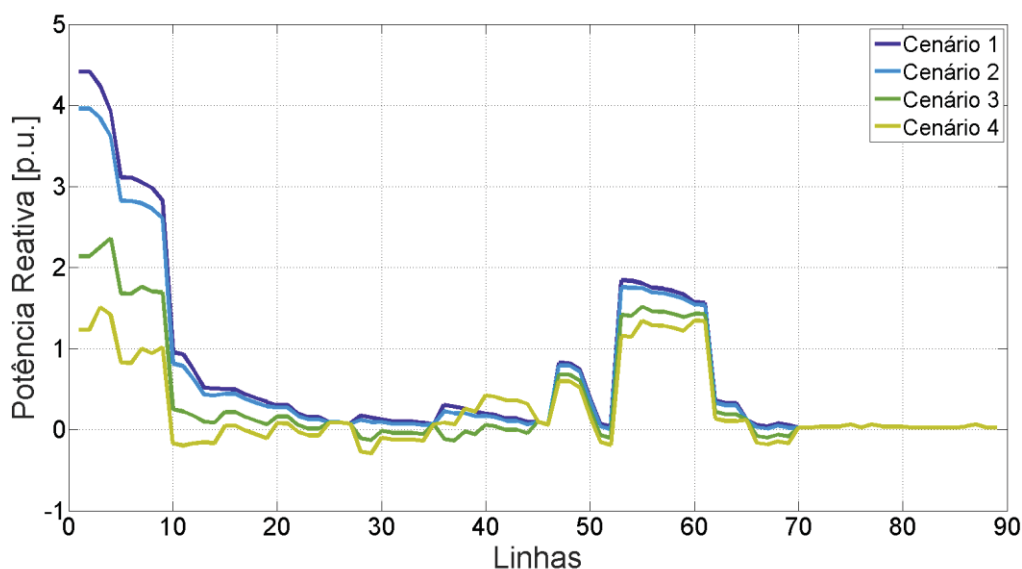
FONTE: O autor (2018).

Percebe-se na figura que a potência ativa fornecida pela SE praticamente cai a zero considerando a penetração de 80% de GFV. Em algumas linhas do sistema é possível verificar a existência de fluxo de potência reverso a partir do nível de penetração de 50% de GFV, entretanto não é suficiente para causar sobretensão na rede. Como não existe GFV nas barras de BT, o fluxo de potência ativa nestas linhas não muda ao longo dos cenários. Assim, esta redução do fluxo de potência ativa nas linhas contribui para a redução das perdas elétricas.

Em relação ao fluxo de potência reativa, a FIGURA 39 apresenta a evolução do fluxo de potência reativa na rede sem alocação de ECD para o patamar de carga pesada do dia útil, conforme o aumento da penetração de GFV. Este patamar de carga representa uma parte do período noturno no qual a GFV não está injetando potência ativa, apenas potência reativa. Percebe-se nesta figura a redução do excedente de potência reativa na rede, principalmente nas linhas iniciais do tronco principal que

contribui para redução da magnitude de corrente e consequentemente redução das perdas elétricas.

FIGURA 39 – EVOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA PESADA DO DIA ÚTIL SEM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

NOTA: Valores negativos representam potência reativa capacitiva enquanto que valores positivos representam potência reativa indutiva.

Semelhante ao caso de circulação de fluxo de potência ativa reverso, é possível visualizar a circulação de fluxo de potência capacitivo em algumas linhas da rede a partir do nível de penetração de 50% de GFV.

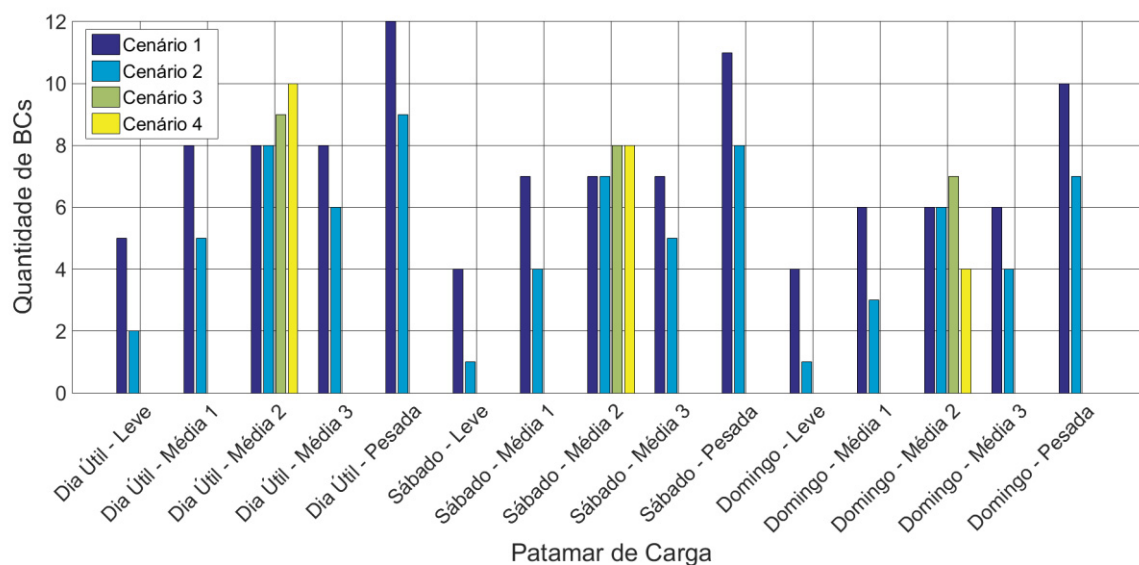
6.3.4 Melhorias na Quantidade Necessária de ECD para Alocação Simultânea

A quantidade máxima de ECD necessários para a rede é calculada automaticamente conforme descrito no tópico 5.2.1.3. A quantidade de BCs é calculada com base no desvio de FP da SE, enquanto que a quantidade de RTs é calculada com base na violação dos limites de tensão sistêmico. Com isso, é possível aferir a influência da penetração de GFV com capacidade de DPR ao longo do dia com a necessidade de alocação de ECD.

A FIGURA 40 apresenta a evolução da quantidade máxima de BCs necessária para resolver o problema de excedente de reativo na rede, lembrando que para o

cálculo da quantidade de BCs é utilizado como referência o FP mínimo de 0,92, pois valores mais altos resultam em quantidades excessivas de BCs.

FIGURA 40 – EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE BCs NECESSÁRIA EM TODOS OS PATAMARES DE CARGA DE CADA CENÁRIO



FONTE: O autor (2018).

Percebe-se na figura que no cenário 1, em que não existe GFV, a quantidade de BCs é maior durante o patamar de carga pesada em todos os dias, chegando ao valor máximo de 12 unidades para o dia útil. Para cenário 2, considerando apenas 10% de inserção de GFV, é possível reduzir a quantidade de BCs necessária em três unidades em praticamente todos os cenários, com exceção do patamar de carga média 2 que apresenta somente geração de potência ativa.

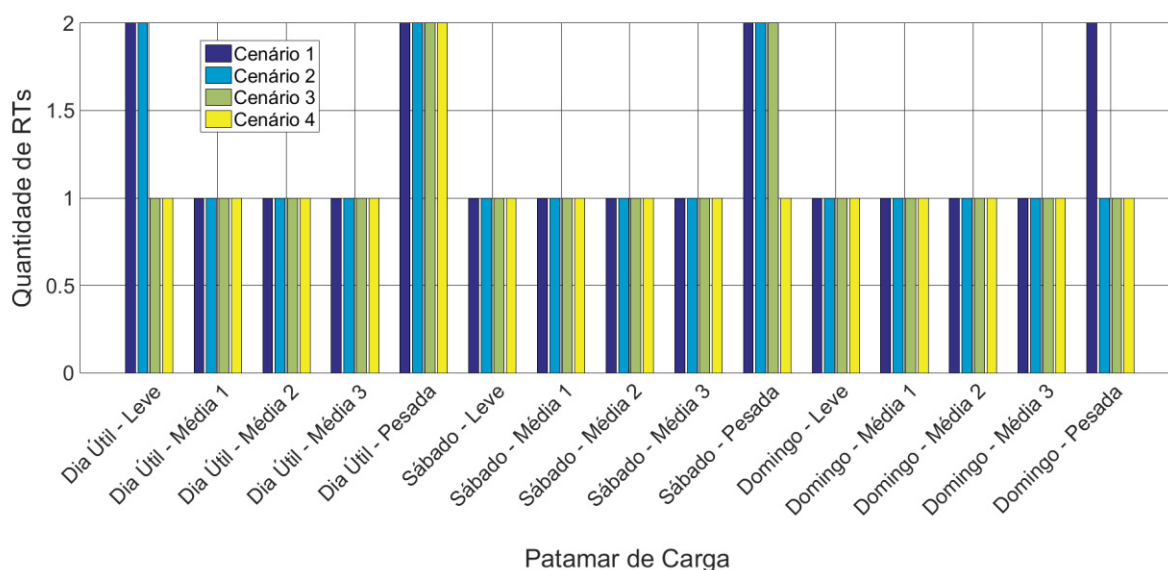
Para inserção de GFV a partir de 50%, percebe-se que elimina a necessidade de BCs em todos os patamares de carga com o suporte de potência reativa. Entretanto, percebe-se que aumenta a quantidade necessária para o patamar de carga média 2 em todos os dias devido ao aumento do excedente de reativo neste patamar.

Com isso, percebe-se que é possível utilizar a GFV para suporte rápido de potência reativa no lugar de BCs, nos períodos de baixa geração de potência ativa e durante o período noturno.

Em relação a quantidade de RTs necessária para a rede, não existe mudanças significativas na quantidade, para todos os cenários existe a necessidade

máxima de duas unidades de RT para os patamares de carga pesada e para o patamar de carga leve do dia útil, devido a inicialização da tensão da SE neste patamar. A diminuição mais evidente está no cenário 4 com 80% de penetração, entretanto sempre é necessário a presença de pelo menos uma unidade de RT. A FIGURA 41 apresenta estes resultados.

FIGURA 41 – EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE RTs NECESSÁRIA EM TODOS OS PATAMARES DE CARGA DE CADA CENÁRIO



FONTE: O autor (2018).

6.4 IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GFV COM DPR NA REDE COM ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE ECD

O tópico anterior teve por objetivo caracterizar a rede sem alocação de ECD de todos os cenários. Estes resultados obtidos são então utilizados como referência para verificar as melhorias provenientes da alocação de ECD na rede. Sendo assim, este tópico tem como foco os impactos causados na alocação de ECD a medida que a penetração de GFV com capacidade de DPR aumenta na rede, segundo a modelagem de despacho proposta.

Conforme descrito no tópico 6.2.1, o cenário 1 é caracterizado como cenário de referência para as análises realizadas neste tópico, pois neste cenário é realizado a alocação de ECD de forma tradicional, isto é, em uma rede de distribuição sem a presença de GFV.

Para a avaliação de cada cenário é utilizado a melhor solução obtida dentre as trinta simulações realizadas, utilizando como critério de escolha o menor valor da função de avaliação *fitness*. Os resultados de cada cenário serão então confrontados com os resultados obtidos com o cenário base em termos de alocação de ECD e melhorias da QEE com o intuito de entender a influência da GFV neste processo, identificar problemas e traçar melhorias para trabalhos futuros nesta área de pesquisa.

6.4.1 Caracterização do Cenário 1

A melhor solução para o cenário 1 resultou em um valor de 1,277968 para a função *fitness*, quatro das trinta soluções apresentaram este mesmo valor com a mesma alocação realizada. Esta solução apresentou tempo computacional de 05:07:58 com a codificação do indivíduo em 134 *bits*, sendo que o melhor indivíduo foi encontrado na geração de número 1941.

A TABELA 22 apresenta o resultado da alocação de ECD na rede, ao todo foram alocados 7 BCs fixos, sendo 3 nas barras de MT, totalizando 5850 kvar de potência reativa, e 4 nas barras de BT, totalizando 55 kvar de potência reativa. Também foi alocado um RT na linha 58 com o intuito de regular a tensão na barra 59 com 1 p.u. de tensão.

TABELA 22 – ALOCAÇÃO DE ECD PARA O CENÁRIO 1

Alocação de BC				Alocação de RT			
Quantidade Máxima Definida	Barra	Tipo	Potência 3Φ [kvar]	Quantidade Máxima Definida	Linha	Barra Pós	Corrente [A]
12	20	Fixo	2100	2	58	59	150
	25	Fixo	450				
	62	Fixo	3300				
	72	Fixo	20				
	74	Fixo	20				
	85	Fixo	10				
	88	Fixo	5				

FONTE: O autor (2018).

Com esta alocação realizada foi possível resolver o problema de desvio de FP da SE e reduzir os problemas de tensão na rede. A TABELA 23 apresenta os resultados numéricos de cada parcela que compreende a função de avaliação *fitness*. Percebe-se que foi possível reduzir em praticamente 30% os custos anuais de perdas

na rede, 87% os custos anuais de problemas de violação de tensão e 92% os custos anuais de problemas de queda de tensão com baixo investimento de ECD, considerando a magnitude dos valores reduzidos.

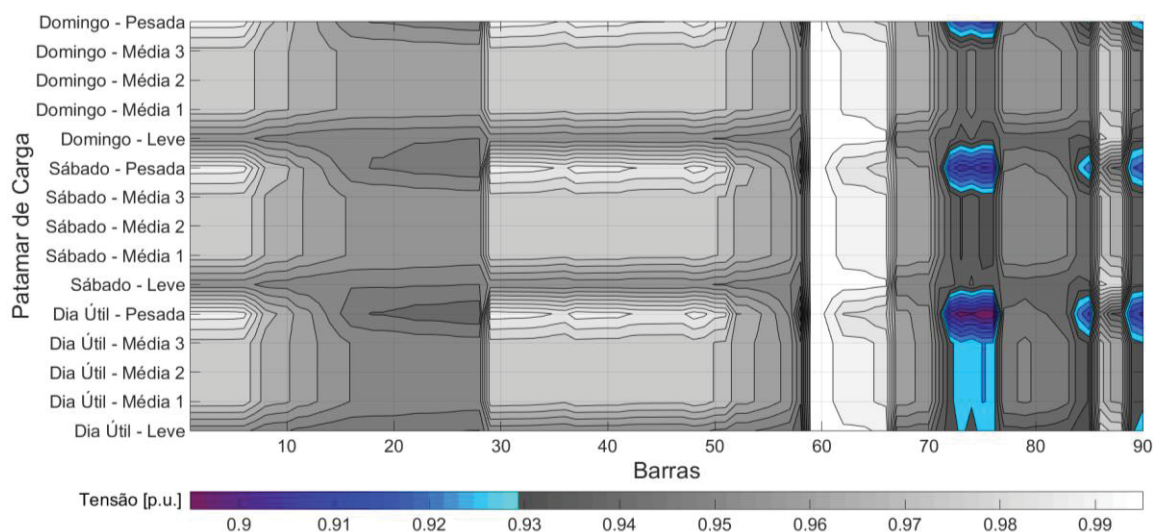
TABELA 23 – COMPARAÇÃO DA FUNÇÃO *FITNESS* SEM GFV COM E SEM ALOCAÇÃO

Critérios		Sem alocação			Com Alocação		
		unidade		normalizado	normalizado		unidade
f_1	Perdas	R\$	3,30 BI	1	0,714897	R\$	2,36 BI
f_2	Violação de Tensão	R\$	5,66 BI	1	0,12588	R\$	712 MI
f_3	Queda de Tensão	R\$	251 BI	1	0,084834	R\$	21,33 BI
f_4	Custo dos BCs	R\$	0	0	0,056842	R\$	67.013,21
f_5	Custo dos RTs	R\$	0	0	0,295515	R\$	165.464,73
f_6	Desvio de FP da SE	p.u.	14,803	1	0	p.u.	0
<i>fitness</i>		-	-	4	1,277968		-

FONTE: O autor (2018).

Com a análise mais detalhada do perfil de tensão das barras ao longo dos patamares de carga, percebe-se que a alocação resultante do cenário 1 soluciona o problema de tensão na rede de MT em relação a rede sem alocação, compreendida da barra 1 até a barra 70, conforme mostra a FIGURA 42. É possível ver a influência do RT ajustando a tensão do ramal da barra 59 conforme coloração branca em todos os patamares de carga.

FIGURA 42 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS AO LONGO DOS PATAMARES PARA O CENÁRIO 1 COM ALOCAÇÃO DE ECD



FONTE: O autor (2018).

Em relação as barras de BT, não foi possível corrigir os problemas de tensão nos patamares de carga pesada de todos os dias, deixando a tensão com níveis precários²⁰ em torno de 0,9 p.u. Entretanto, conforme visto nos resultados numéricos a solução corrigiu o problema de FP da SE, o que permite concluir que esta subtensão que ainda permanece no sistema não é resultado da circulação de excedente de potência reativa, mas sim, de sobrecarga dos transformadores durante os patamares de carga pesada.

Apesar da sobrecarga do transformador, percebe-se que existem barras de BT que estão apresentando tensão adequada. A maioria das barras que ainda tem subtensão são barras que estão conectadas no tronco principal da rede, compreendida pelas barras 7 a 28 que apresentam magnitude de tensão em tons escuros de cinza, próximos ao nível de tensão precária. Percebe-se pela TABELA 22 que foi alocada apenas uma unidade das duas previstas, sendo que a instalação de uma nova unidade de RT em uma destas barras poderia melhorar significativamente o perfil de tensão nas barras de BT. Porém, como as barras do tronco apresentam correntes elevadas, o custo desta nova unidade faria com que o valor da parcela da função de avaliação *fitness* que corresponde ao custo dos RTs aumentasse em até 0,5 dependendo da localização, ou seja, este valor é maior do que a redução dos valores de violação de tensão e de queda de tensão poderia fornecer, o que justifica a não alocação desta segunda unidade de RT.

Este comportamento reflete que não é viável neste tipo de sistema a alocação de ECD considerando a importância do custo de ECD no mesmo patamar que os custos técnicos, pois o custo de investimento de uma nova unidade de RT é bem menor do que a consequente redução dos custos técnicos. Tal peculiaridade pode ser explorada em trabalhos futuros para definição de um procedimento de normalização mais adequada para o problema.

Por fim, a TABELA 24 apresenta a evolução do desvio de FP da SE com a alocação dos ECD, percebe-se que antes da alocação o FP apresentava um valor abaixo do índice mínimo estabelecido que é de 0,92 em todos os patamares de carga, já com a alocação dos ECD houve uma melhora em todos os patamares de carga, sendo que no período de carga leve a SE passou a consumir o excesso de reativo

²⁰ Estes resultados obtidos de perfil de tensão na rede de BT após a alocação de ECD são semelhantes aos resultados obtidos por Godoi (2009).

presente no sistema, oriundo da diminuição da demanda de potência reativa neste patamar e da instalação dos BCs fixos, apresentando FP capacitivo na rede da SE.

Outro ponto notável é que durante o patamar de carga média de todos os dias e leve para o dia útil praticamente toda a demanda reativa foi suprida pelos BCs alocados. Isso mostra que a melhor solução para o caso do desvio de FP é otimizar o patamar de carga pesada do dia com pior carregamento para o valor especificado de 0,92, sendo o FP dos demais patamares ajustados com seu próprio carregamento, chegando a valores próximo ao unitário.

TABELA 24 – FP NA SE SEM GFV COM E SEM ALOCAÇÃO

Tipo Dia	Sem Alocação			Com Alocação		
	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada	Carga Leve	Carga Média	Carga Pesada
Útil	0,8150 ind.	0,8162 ind.	0,8183 ind.	0,9949 cap.	0,9796 ind.	0,9256ind.
Sábado	0,8146 ind.	0,8157 ind.	0,8178 ind.	0,9552 cap.	0,9920 ind.	0,9345 ind.
Domingo	0,8146 ind.	0,8153 ind.	0,8173 ind.	0,9552 cap.	0,9997 ind.	0,9445 ind.

FONTE: O autor (2018).

6.4.2 Avaliação da Alocação de ECD na Presença de GFV

Com o entendimento da alocação de ECD em uma rede de distribuição com barras de MT e BT sem a presença de GFV, é possível inserir gradativamente a GFV e mensurar seus impactos na alocação. Assim, este tópico tem por objetivo avaliar a alocação de ECD realizada nos cenários 2, 3 e 4 que representam a inserção de GFV com penetração de 10%, 50% e 80% respectivamente.

O cenário 5 não será analisado junto com os demais, pois apesar de estar configurado para alocação de BCs automáticos somente no patamar de carga média, as soluções em geral apresentaram somente alocação com BCs fixos, o que corresponde a resultados muito similares aos resultados do cenário 3.

A TABELA 25 apresenta a evolução dos resultados numéricos de cada parcela que compreende de função de avaliação *fitness* com alocação, à medida que a penetração de GFV aumenta na rede. Observa-se que não houve variação significativa nos custos dos ECD, com exceção do cenário 4 que apresentou praticamente o dobro do valor do custo para RT. Entretanto, percebe-se uma melhoria gradativa nas três primeiras parcelas da função de avaliação *fitness*. Esta melhoria

está diretamente associada com o aumento da presença de sistemas de GFV com capacidade de DPR e na presença de maior quantidade de RTs no cenário 4.

TABELA 25 – EVOLUÇÃO DA FUNÇÃO *FITNESS* COM GFV COM E COM ALOCAÇÃO DE ECD

Critérios			Cenário			
			1	2	3	4
f_1	Perdas	R\$	2,36 BI	2,18 BI	1,94 BI	1,70 BI
f_2	Violação de Tensão	R\$	712 MI	631 MI	441 MI	23 MI
f_3	Queda de Tensão	R\$	21,33 BI	21,69 BI	15,89 BI	8,15 BI
f_4	Custo dos BCs	R\$	67.013,21	68.965,18	98.776,53	52.688,33
f_5	Custo dos RTs	R\$	165.464,73	165.464,73	165.464,73	305.814,27
f_6	Desvio de FP da SE	p.u.	0	0	0	0

FONTE: O autor (2018).

Tais valores preliminares demonstram a eficiência da metodologia de DPR proposta em conjunto com a alocação de ECD, resolvendo praticamente 97% dos problemas de tensão no cenário 4 em relação ao cenário base.

Estes e outros impactos serão analisados com maiores detalhes nos tópicos seguintes.

6.4.2.1 Aspectos relacionados ao processamento computacional

A TABELA 26 apresenta os impactos da inserção de GFV no processo de busca da solução pelos AG. Percebe-se que a medida que penetração de GFV aumenta no sistema, aumenta-se também o tempo computacional necessário para a solução das equações da modelagem proposta, por outro lado, percebe-se que por mais que tenha havido aumento da complexidade da rede, a melhor geração foi encontrada com menos de 1500 gerações analisadas. Em relação a quantidade de *bits* de codificação do indivíduo, a eliminação da necessidade de BCs durante o patamar de carga pesada faz com que a quantidade máxima de BCs esteja baseada no patamar de carga média 2, reduzindo a quantidade de *bits*. Por outro lado, para o cenário 3 o excedente de reativo no patamar de carga média 2 faz com que aumente a necessidade de BCs.

TABELA 26 – IMPACTOS NO PROCESSAMENTO COMPUTACIONAL

Cenário	<i>Bits</i> de codificação	Geração com Melhor Indivíduo	Tempo Computacional	<i>fitness</i> ²¹
1	134	1941	05:07:58	1,277968
2	104	1462	08:51:42	1,302335
3	104	1002	07:40:30	1,426155
4	114	1830	12:43:56	1,439522

FONTE: O autor (2018).

6.4.2.2 Aspectos relacionados a alocação de ECD

A alocação de A alocação de ECD a medida que a penetração GFV com capacidade de DPR aumenta muda, mas sem grandes variações significativas. A TABELA 27 apresenta a variação da quantidade e de potência reativa alocada em cada cenário, sendo todos os BCs alocados do tipo fixo. Percebe-se que apesar da disponibilidade de DPR em todos patamares de carga, a quantidade de potência reativa alocada é praticamente a mesma nos quatro cenários. Basicamente, os AG encontram uma solução que corrige o problema de desvio de FP da SE no patamar de média 2 e os sistemas de GFV atuam complementando a quantidade necessária para se alcançar o valor especificado de FP.

TABELA 27 – QUANTIDADE DE BCs ALOCADOS EM CADA CENÁRIO

Cenário	Quantidade Total	Potência Total [kvar]	Quantidade MT	Potência MT [kvar]	Quantidade BT	Potência BT [kvar]
1	7	5905	3	5850	4	55
2	8	5500	3	5400	5	100
3	9	7020	5	6950	4	70
4	7	4295	2	4200	5	95

FONTE: O autor (2018).

Neste caso, apesar de ser mais vantajoso tecnicamente a alocação de BCs automáticos, a diferença de custo entre eles (fixo e automático) faz com que o valor da parcela da função de avaliação *fitness* de custo dos BCs aumente mais do que a redução obtida nas demais parcelas.

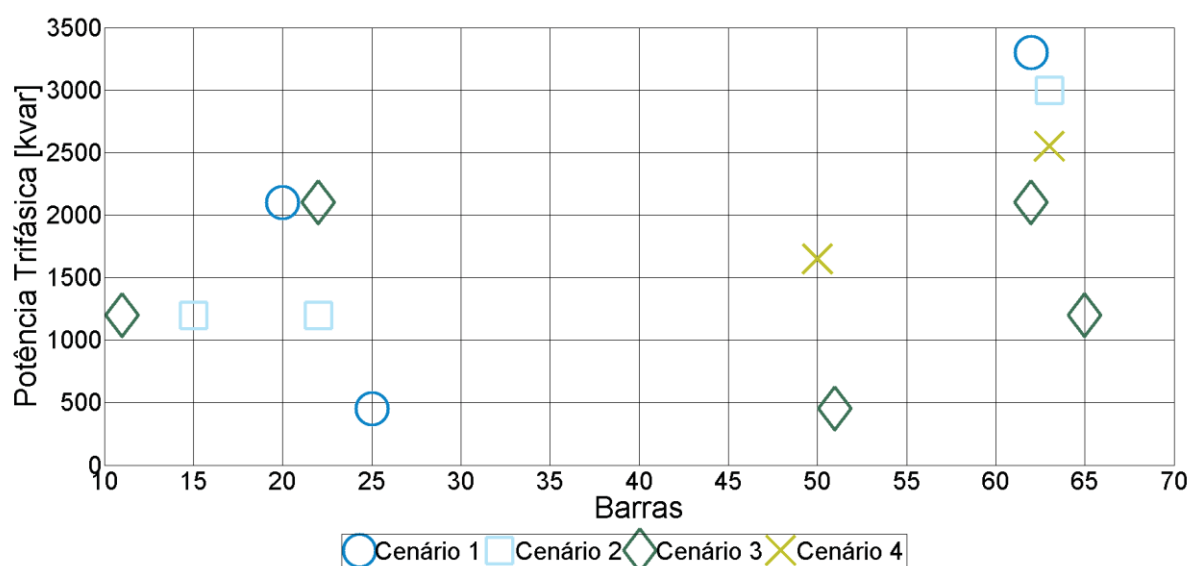
Semelhante ao problema da normalização do custo do RT descrito anteriormente, percebe-se que a normalização do custo do BC também oferece

²¹ Os valores da função *fitness* já foi discutido no tópico 6.2.2.

barreiras para se encontrar uma solução mais eficiente, mesmo considerando a operação de BCs automáticos somente no patamar de carga média.

Em relação à localização dos BCs na rede, a FIGURA 43 apresenta a comparação da localização dos BCs alocados na rede de MT. Percebe-se que existem duas regiões característica de alocação, nas barras do tronco principal a partir da barra 10 e no ramal da barra 54. Não existe mudanças significativas da alocação do cenário 1 para o cenário 2, ambas apresentam a mesma quantidade de BCs alocadas nas mesmas regiões, com deslocamento discreto na posição do BC e redução da potência total devido a compensação por parte da GFV.

FIGURA 43 – COMPARAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE BCs NA S BARRAS DE MT NA PRESENÇA DE GFV



FONTE: O autor (2018).

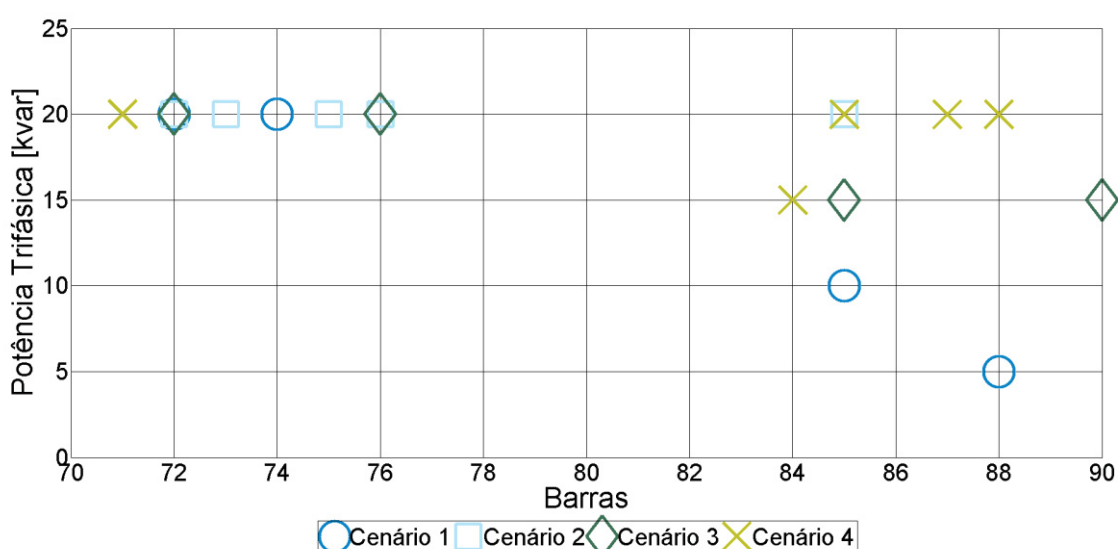
Para o cenário 3, pode-se utilizar as mesmas considerações para o cenário 2, entretanto, perde-se a alocação de maior capacidade de potência reativa na região do tronco principal. Para o ramal da barra 54, o BC da alocação do cenário 1 basicamente foi dividido em duas unidades alocadas em barras próximas, mas com capacidade de potência reativa similar. O grande diferencial deste cenário deu-se pela alocação de uma unidade de BC no ramal da barra 48.

Por fim, o cenário 4 apresenta a maior variação, não foi alocada nenhuma unidade de BC nas barras do tronco principal, causado provavelmente pela alocação de uma unidade de RT no tronco principal, conforme será discutido na sequência. Este

cenário também alocou uma unidade no ramal da barra 48, porém, com o triplo de capacidade de potência reativa, o que demonstra o aumento do excedente de potência reativa neste ramal para penetração de GFV a partir de 50% durante o patamar de carga média 2.

No que tange a alocação de BCs nas barras de BT, a localização dos BCs apresenta um comportamento mais uniforme, conforme mostra a FIGURA 44. Todos as alocações alocaram BCs com a maior capacidade disponível para as barras conectadas no tronco principal. Percebe-se grande semelhança na localização dos BCs do cenário 1 e do cenário 3, ambos alocam duas unidades nas barras de BT conectadas no tronco principal e duas unidades nas barras conectadas nos ramais.

FIGURA 44 – COMPARAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE BCs NAS BARRAS DE BT NA PRESENÇA DE GFV



FONTE: O autor (2018).

Já os cenários 2 e 4 são praticamente o oposto, enquanto o cenário 2 realiza a alocação da maioria dos BCs nas barras do tronco principal, o cenário 4 apresenta a maioria da alocação nas barras dos ramais. Este comportamento ocorre devido a presença de um RT no tronco do cenário 4.

Para a alocação dos RT, percebe-se que não houve variação significativa com o aumento da penetração de GFV para as condições de simulação e o sistema teste utilizados nesta dissertação. Em todos os cenários ocorreu a alocação no ramal da barra 54, que representa o ramal com a pior magnitude de tensão da rede de MT. A

unidade diferença se deu na alocação do cenário 4, pois além de alocar uma unidade de RT no ramal barra 54, também alocou uma unidade de RT no tronco principal para regular a tensão da barra 11. A TABELA 28 apresenta estes resultados.

TABELA 28 – COMPARAÇÃO DA ALOCAÇÃO DE RTs NAS LINHAS DE MT NA PRESENÇA DE GFV

Cenário	Alocação de RT			
	Quantidade Máxima Definida	Linha	Barra Pós	Corrente [A]
1	2	58	59	150
2	2	57	58	150
3	2	57	58	150
4	2	10	11	100
		57	58	150

FONTE: O autor (2018).

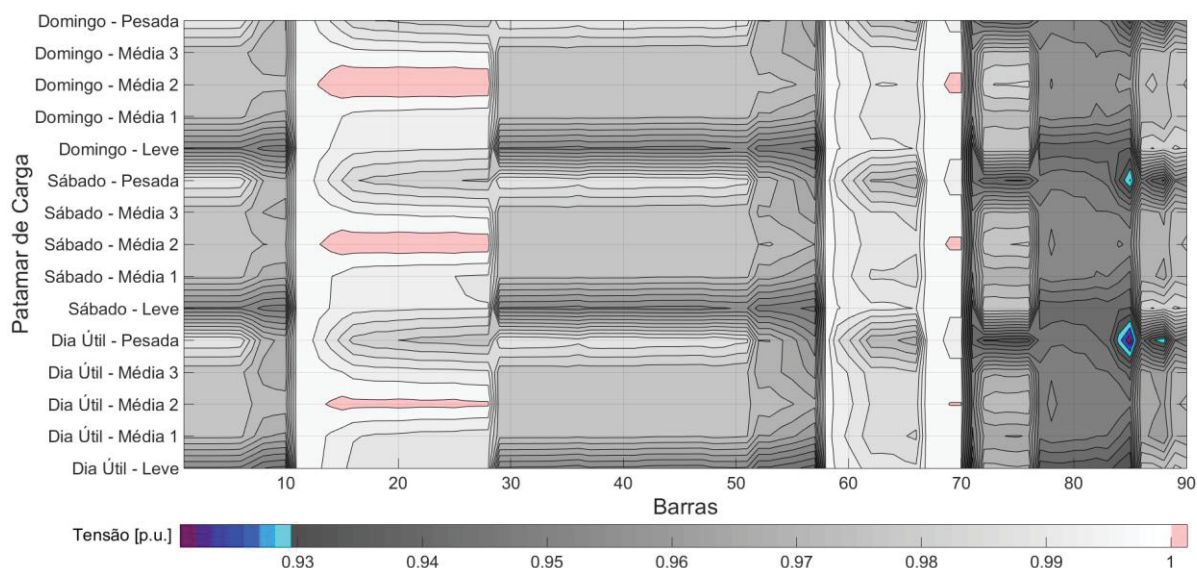
Apesar de não ter ocorrido influência da penetração de GFV na alocação de RTs com a modelagem proposta, estes resultados podem estar apresentando certo mascaramento devido aos problemas detectados com a normalização dos custos dos ECD, já discutidos neste capítulo. Entretanto o aumento da penetração de GFV na rede de distribuição faz com que se aumente o número de chaveamento dos RTs, conforme será visto no tópico seguinte.

6.4.2.3 Aspectos relacionados ao perfil de tensão em regime permanente

Conforme os resultados observados na TABELA 25 referente às parcelas da função de avaliação *fitness* respectivas a problemas de tensão, existe a melhora progressiva destes valores à medida que a penetração de GFV aumenta na rede. Entretanto, o cenário 4 apresentou o melhor resultado neste sentido, porém além da alta penetração de sistemas de GFV, existe a alocação de duas unidades de RT, sendo uma no tronco principal, local que apresenta as barras de BT com maiores problemas de tensão. Desta forma, será detalhado neste tópico apenas os resultados de tensão referente ao cenário 4.

A FIGURA 45 apresenta a evolução do perfil de tensão ao longo dos patamares para o cenário 4.

FIGURA 45 – CURVAS DE NÍVEL DA TENSÃO NAS BARRAS AO LONGO DOS PATAMARES PARA O CENÁRIO 4 COM ALOCAÇÃO DE ECD



FONTE: O autor (2018).

Percebe-se que neste cenário houve praticamente a correção completa dos níveis de tensão para o valor adequado, com exceção das barras de BT 85 e 88 no patamar de carga pesada do dia útil e na barra de BT 85 no patamar de carga pesada do dia de sábado, que permaneceram com valor de tensão precária em torno de 0,92 p.u.

Grande parte da melhoria deste resultado em relação ao cenário 1 se deu principalmente pela alocação da segunda unidade de RT no tronco principal. Percebe-se que em conjunto com os sistemas de GFV a tensão nesta região aumentou para valores acima de 1 p.u. nos patamares com máxima geração de potência ativa.

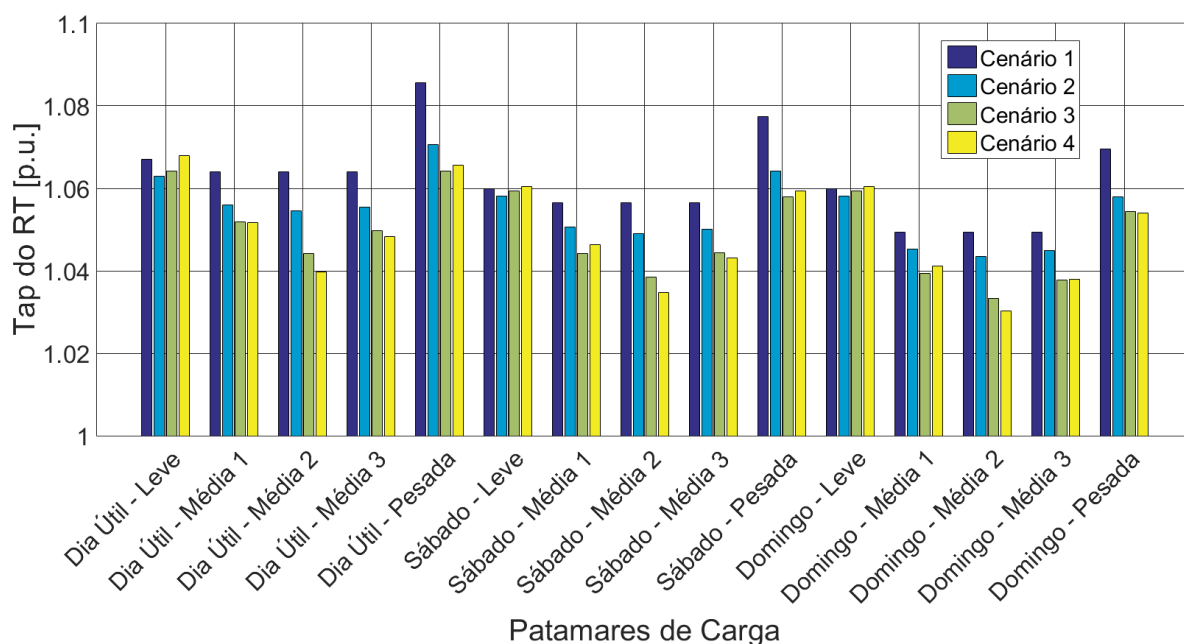
O problema de tensão remanescente pode ser resolvido com ajuste do *tap* do RT para regular a tensão da barra 11 para valores maiores de tensão. Também pode ser alocado BC com capacidade maior nessas barras de BT, pois percebe-se que a solução considera a alocação de BC em ambas as barras problemáticas com a capacidade máxima disponível.

Estes resultados corroboram com as conclusões já obtidas em relação a normalização dos custos dos ECD já discutidos. Percebe-se que a alocação da segunda unidade de RT foi muito eficiente para mitigar o problema, entretanto a sua viabilidade de alocação se deu pela diminuição de quantidade de BCs alocados nas

barras de MT neste cenário, devido à grande capacidade de compensação de potência reativa por parte dos sistemas de GFV.

Como a solução da alocação de RTs é praticamente a mesma em todos os cenários, a FIGURA 46 apresenta a evolução do ajuste do *tap* do RT alocado no ramal da barra 54 em cada cenário ao longo dos patamares de carga. Percebe-se o cenário 1 apresenta o ajuste mais linear em relação aos cenários, pois a medida que a penetração de GFV aumenta na rede, maior é a necessidade do ajuste do *tap* do RT para manter o nível de tensão especificada na barra controlada, apesar de diminuir o valor do *tap* máximo para o patamar de carga pesada.

FIGURA 46 – EVOLUÇÃO DO AJUSTE DO *TAP* DO RT AO LONGO DOS PATAMARES DE CARGA EM CADA CENÁRIO



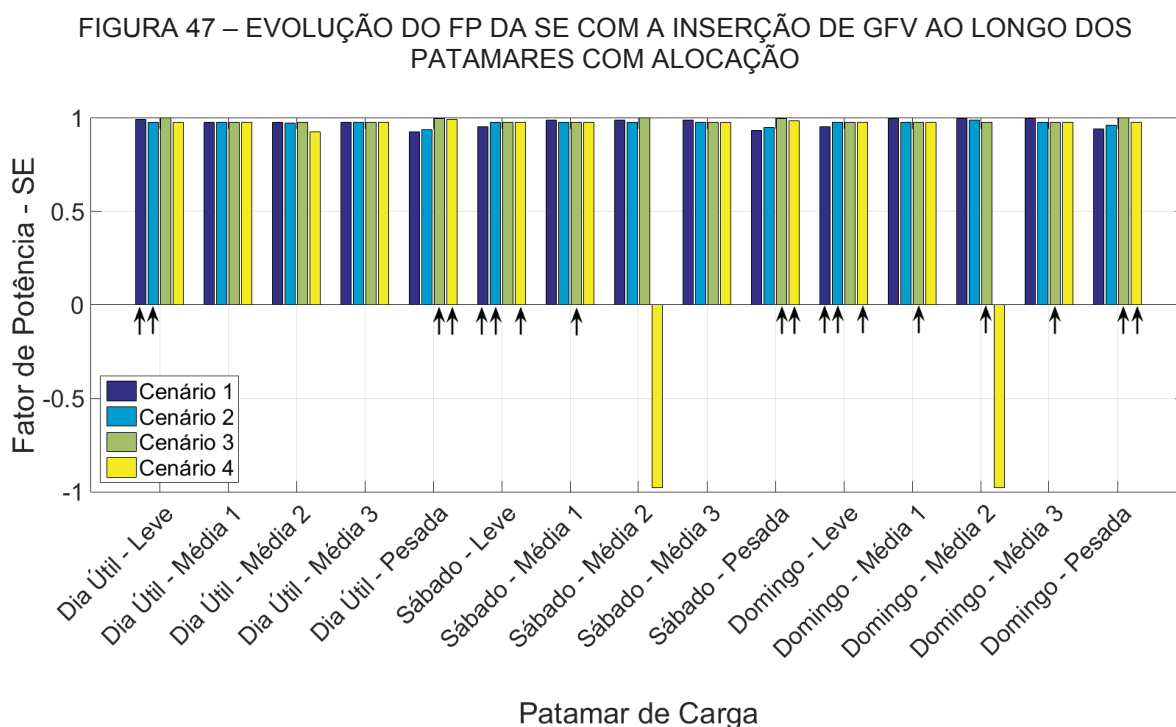
FONTE: O autor (2018).

Este resultado corrobora para os resultados encontrados na revisão da literatura em que a penetração de GFV aumenta a quantidade de chaveamento destes equipamentos, reduzindo a vida útil dos mesmos. A modelagem do despacho do sistema de GFV com intuito de regular a tensão pode ajudar na diminuição da necessidade do ajuste dos RT e pode ser explorada em trabalhos futuros.

6.4.2.4 Aspectos relacionados ao FP da SE

Em relação ao desvio de FP da SE, apenas com a alocação dos BCs foi possível eliminar o problema de excedente de potência reativa na rede, garantindo com que todos os patamares operem acima do limite mínimo especificado de QEE de 0,92. Entretanto, conforme a modelagem proposta, o despacho dos sistemas de GFV deve garantir com que a SE opere com FP especificado de 0.98.

A FIGURA 47 apresenta a evolução do FP na SE a medida com que a penetração de GFV aumenta na rede. Em comparação com o cenário 1, percebe-se que o cenário 2 apresenta melhoras discretas na busca do FP especificado, entretanto mantem as características do cenário base.



FONTE: O autor (2018).

NOTA: As setas pretas representam FP capacitivo. Já os valores negativos de FP representam fluxo de potência ativa reverso na SE.

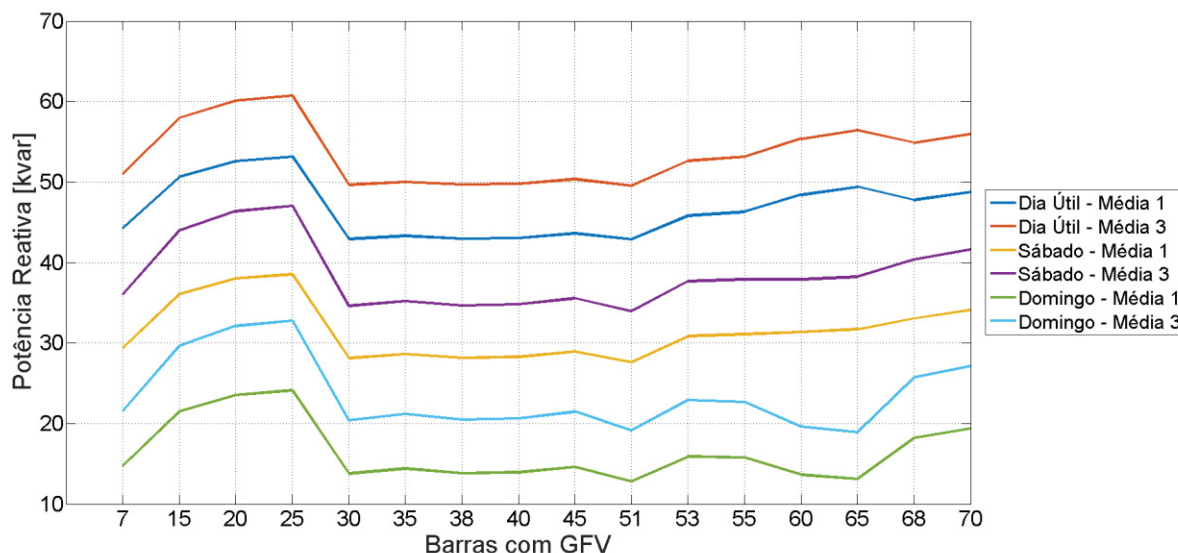
Já o cenário 3 apresenta diferenças significativas na característica da rede, percebe-se que em praticamente todos os patamares do dia de domingo e alguns outros dos demais dias apresentam FP capacitivo na SE, reflexo da maior quantidade de alocação de BCs para este cenário, o que faz com alguns dos sistemas de GFV

consumam o excedente de potência reativa para garantir o valor de potência especificado.

Por fim, o cenário 4 apresenta características semelhantes ao cenário 3, entretanto apresentando característica de FP capacitivo apenas nos patamares de carga leve e pesada. Percebe-se também que o FP especificado é atingido até mesmo durante o fluxo de potência reverso na SE.

Estes resultados demonstram que a penetração de GFV com a modelagem proposta contribui para um ajuste fino da solução, pois os sistemas de GFV ajustam seu despacho de reativo de acordo com a capacidade dos BCs instalados, podendo complementar a geração de potência reativa em determinados patamares ou consumindo potência reativa em outros. Este comportamento pode ser visto na FIGURA 48 e na FIGURA 49 que apresenta a geração de potência reativa nas barras com GFV ao longo dos patamares para o cenário 4.

FIGURA 48 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA MÉDIA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO COM ALOCAÇÃO

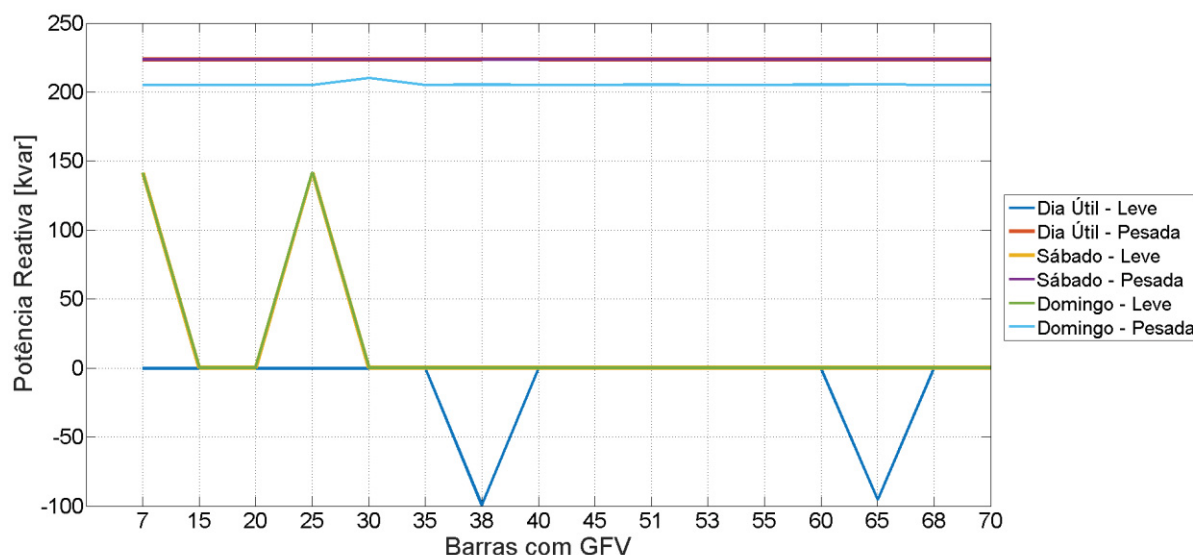


FONTE: O autor (2018).

Percebe-se que em todos os patamares de carga leve ocorre um pequeno consumo de potência reativa em praticamente todos os inversores, com exceção das barras 7 e 25 para o dia de sábado e de domingo que geram potência reativa. Nos demais patamares observa-se o despacho semelhante em todas as unidades de GFV, percebe-se que nos patamares de carga média 1 e 3 que apresentam geração de

potência ativa parcial, o despacho é realizado sem utilizar a capacidade máxima disponível para despacho.

FIGURA 49 – GERAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA LEVE E PESADA EM CADA SISTEMA DE GFV PARA 80% DE PENETRAÇÃO COM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

NOTA: Os valores negativos de geração representam consumo de potência reativa.

6.4.2.5 Aspectos relacionados as perdas sistêmicas

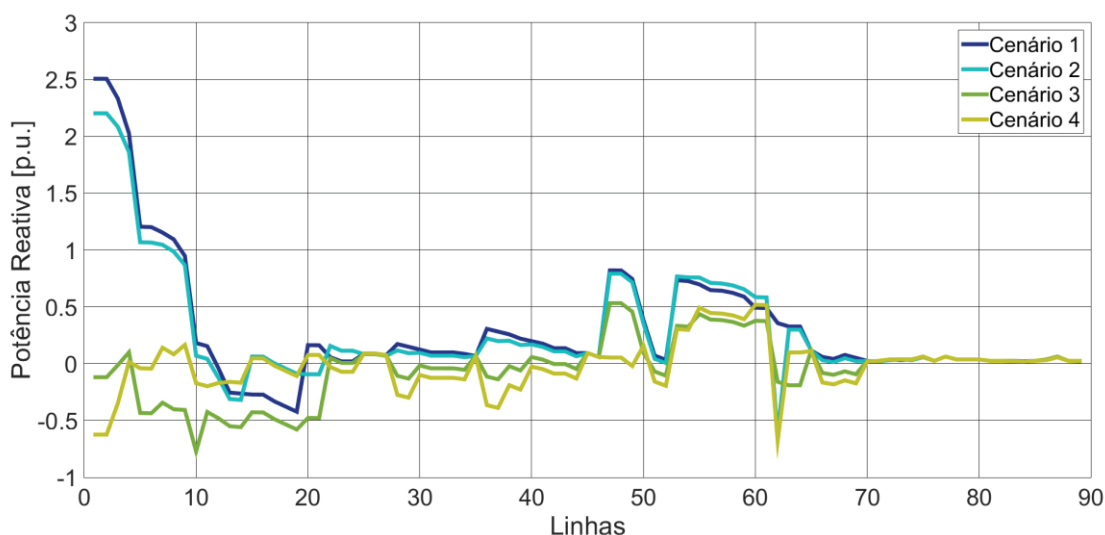
No tópico 6.3.3 foi apresentado a influência da inserção de GFV com capacidade de DPR no sistema sem alocação de ECD, sendo possível mensurar a capacidade máxima de redução das perdas pela inserção de GFV. Assim, como a redução das perdas sistêmicas neste caso é maior, conclui-se que esse aumento pela alocação dos ECD e a posterior compensação realizada pelos sistemas de GFV.

A medida que o perfil de tensão melhorou com a progressão dos cenários, houve a diminuição da circulação de potência ativa, entretanto esta diminuição é muito discreta e não será detalhada. Sendo assim, o principal fator de melhoria das perdas neste caso está na diminuição da circulação de potência reativa nas linhas, como consequência da alocação de BCs.

A FIGURA 50 apresenta a evolução do fluxo de potência reativa nas linhas da rede em cada cenário. Percebe-se que a grande contribuição dos sistemas de GFV no auxílio da compensação de potência reativa em conjunto com os BCs para penetração a partir de 50%. Em boa parte das linhas da rede o fluxo de potência

reativa fica muito próximo do valor zero, garantindo a redução da magnitude das correntes circulantes e consequentemente diminuição das perdas por efeito joule.

FIGURA 50 – EVOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA REATIVA NO PATAMAR DE CARGA PESADA DO DIA ÚTIL COM ALOCAÇÃO



FONTE: O autor (2018).

NOTA: Valores negativos representam potência reativa capacitiva enquanto que valores positivos representam potência reativa indutiva.

6.5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Este capítulo apresentou os resultados da aplicação da modelagem proposta de DPR de GFV e suas influências na rede antes e durante a alocação de ECD, com foco na QEE em termos de magnitude de tensão em regime permanente e FP na SE. Foi demonstrado que este modo de operação é de extrema importância para contribuir com a melhoria dos níveis de QEE da rede, permitir o aumento do nível de penetração de GFV sem prejudicar os níveis de QEE e diminuir a ociosidade destes equipamentos, permitindo sua utilização até mesmo durante o período noturno. Sendo assim, cabe aos órgãos reguladores adotar estratégias de compensação para viabilizar este tipo de aplicação.

Na penetração de GFV antes da alocação de GFV, foi possível observar que a operação de DPR corrigiu o problema de desvio de FP da SE para níveis de penetração a partir de 50% nos patamares em que a GFV não estava, ou estava parcialmente, gerando potência ativa, mas não é suficiente para resolver os problemas de tensão. Este resultado permite apontar que este tipo de operação pode substituir BCs nestes

períodos, sendo o BC importante para o suporte de potência reativa nos períodos de máxima geração por parte dos sistemas de GFV, ou seja, operando de forma automática.

Para a operação da GFV durante o processo de alocação de ECD foi visto que a combinação da destes equipamentos é uma ferramenta poderosa para resolver os problemas de QEE da rede em termos de tensão em regime permanente e desvio de FP na SE. Entretanto, devido aos problemas relatados não foi possível obter resultados melhores, pois em todos os cenários foi preferido a alocação de BCs fixos ao invés de alocar BCs automáticos durante o patamar de carga média, uma vez que os sistemas de GFV tem a capacidade de gerar ou consumir potência reativa, mantendo os níveis de desvio de FP na SE especificado.

Por fim, é possível perceber uma certa saturação na modelagem aplicada nesta área de pesquisa para o planejamento de reativos em redes de distribuição considerando a presença de GFV. Alguns pontos devem ser atualizados, como por exemplo, adotar simulações em sistemas trifásicos, modelar com detalhes redes de BT, rever critérios de normalização de FO, considerar a sazonalidade ao longo do ano e aplicar restrições de comercialização da energia proveniente de GFV. Também, é importante destacar que o aumento da presença deste tipo de GD que utiliza eletrônica de potência pode aumentar o nível de distorção harmônica na rede de distribuição deteriorando a QEE da mesma. Sendo assim, é necessário em futuras pesquisas nesta área a consideração de tal parâmetro na avaliação dos impactos de penetração de GFV na alocação de ECD.

7 CONCLUSÃO

Com esta dissertação é possível perceber a escassez de informações para auxiliar no entendimento do tema abordado nesta pesquisa. Com a metodologia de levantamento de portfólio bibliográfica utilizada foi possível aferir a falta de trabalhos que estudam os impactos da penetração de GFV na alocação de ECD, o que mostra a existência de um novo ramo nesta área de pesquisa a ser explorado.

Assim, esta dissertação apresentou uma proposta de modelagem de sistemas de GFV com capacidade de suporte de potência reativa ao longo de todo o dia, mesmo quando não existe geração de potência ativa por parte do sistema de GFV. Esta modelagem foi realizada no FPO observando os limites de potência aparente dos inversores de cada sistema de GFV e o FP mínimo de operação permitido.

Como a regulação brasileira vigente atual não prevê compensação para geração de potência reativa, neste trabalho não foi considerado o despacho de potência ativa, apesar da modelagem implementada permitir tal operação, apenas o DPR mantendo a geração de potência ativa disponível, observando os limites de operação do inversor.

Devido aos avanços em eletrônica de potência, os inversores atuais permitem a operação da GFV ao longo de todo dia, mesmo durante a noite operando como compensador de potência reativa. Conforme visto, para esta operação é necessário um sistema de controle eficiente que garanta que a corrente de saída esteja defasada em 90° em relação a tensão no ponto de conexão. Nesta dissertação, não foram abordadas e modeladas questões de controle por não ser escopo do trabalho, sendo admitido como premissa esta capacidade de operação na modelagem do FPO. Vários trabalhos atuais consideram esta funcionalidade em suas aplicações, mostrando ser uma tendência de operação viável e eficiente de inversores.

Para avaliar o impacto da inserção deste tipo de GFV nesse contexto de alocação de ECD foi considerada uma curva de geração de potência ativa para os sistemas de GFV de três níveis, sendo permitida a compensação de potência reativa ao longo de todo o dia. Para nortear o DPR a modelagem proposta conta com uma nova FO que consiste em minimizar o desvio de FP especificado na SE.

As simulações desta modelagem proposta apresentaram resultados interessantes e importantes para a área de pesquisa, pois percebeu-se grande impacto na alocação de ECD. Foram realizadas quatro abordagens, a definição dos

pesos das FO do FPO, os impactos de inserção de GFV com despacho na rede sem alocação de ECD, a caracterização da alocação de ECD sem a presença de GFV e os impactos da presença de GFV com DPR no processo de alocação de ECD.

Em relação ao método utilizado para definir o valor do peso das parcelas da FO do FPO, percebe-se que ele se mostrou uma ótima ferramenta para este tipo de situação, pois permite justificar a escolha realizada. Entretanto, o resultado é totalmente dependente dos critérios de avaliação adotados, bem como a definição de suas regras e de seus valores limites, ou seja, qualquer alteração aplicada pode direcionar a análise para um resultado diferente.

Quando não existe alocação de ECD na rede, percebe-se uma forte relação no controle do FP do inversor para regulação das perdas de energia elétrica, perfil de tensão do sistema, no desvio do FP da SE e na quantidade ECD necessária. Com a aplicação da modelagem proposta foi possível observar a completa aderência da resolução do problema de desvio de FP da SE nos patamares de carga com baixa ou sem geração de potência ativa por parte dos sistemas de GFV.

Uma futura aplicação do controle de despacho dos sistemas de GFV para a regulação de tensão pode melhorar ainda mais os resultados com relação aos problemas de tensão, pois conforme visto, apesar da alta penetração de GFV os sistemas não utilizaram a máxima capacidade de potência reativa disponível para resolver o problema de desvio de FP da SE, sobrando recursos para possível regulação de tensão.

A modelagem proposta demonstrou a eficiência no DPR dos inversores para diminuir a necessidade de instalação de BCs na rede, sendo necessária a presença destes equipamentos durante os patamares de carga com máxima geração de potência ativa. Entretanto, com baixa penetração de GFV não é suficiente para regular o desvio de FP nos patamares de baixa ou sem geração de potência ativa.

Apesar da melhoria dos níveis de tensão, percebe-se que a GFV com DPR por si só não é suficiente para regular a tensão na rede para penetração de até 80%, sendo necessário a complementação dos ECD.

Considerando a alocação de ECD sem a presença de GFV, definida como cenário 1, percebe-se que alocação não foi suficiente para eliminar os problemas de tensão. Porém, foi constatado que isto ocorreu provavelmente pela metodologia de normalização da função de avaliação *fitness* que privilegia o custo dos ECD no mesmo patamar dos custos técnicos, sendo estes bem maiores que o outro. Isto revela a

necessidade de estudos de outras formas de normalização pertinentes para este tipo de rede de distribuição ou até mesmo utilizar abordagens com conceitos financeiros para avaliação conforme utilizado em GODOI (2009).

Com a simulação dos demais cenários, pode-se concluir que conforme a penetração de GFV a complexidade computacional aumenta, onerando o tempo necessário para a completa simulação. Nos quesitos técnicos, foi possível perceber uma forte relação da alocação de BCs para regulação da tensão nos cenários com maior penetração de GFV, uma vez que os sistemas de GFV fazem o suporte de potência reativa na rede. Esta característica ficou mais evidente com os resultados do cenário 4, pois a alocação de uma unidade de RT no tronco principal eliminou a necessidade de BCs nesta região.

Basicamente o objetivo da alocação de BCs se concentrou para resolver o problema de desvio de FP na SE durante o patamar de carga média 2, entretanto, ao invés de terem sido feitas alocações de BCs automáticos, os AG apontaram a alocação de BCs fixos por impactarem menos na parcela de custo dos BCs, refletindo problemas na normalização semelhante ao detectado na parcela de custos dos RTs.

Além dos problemas de normalização detectados, a alocação de BCs fixos tiveram preferência, pois os sistemas de GFV atuaram como regulador de excedente de reativo da rede, fornecendo um ajuste fino na solução para atender o valor de FP especificado para a SE, gerando ou consumindo potência reativa. Esta condição reflete a necessidade da modelagem de uma nova parcela de função custo para representar a geração proveniente dos sistemas de GFV.

Por fim, em relação as perdas elétricas sistêmicas e aos problemas de tensão, conclui-se que a atuação conjunta dos sistemas de GFV com a alocação de ECD é uma alternativa poderosa para mitigar estes problemas, entretanto, o aumento da penetração de GFV faz com que a necessidade de ajuste do *tap* dos reguladores seja maior ao longo dos patamares de carga, o que contribui para a necessidade da redução da vida útil destes equipamentos. Assim, este resultado corrobora para a necessidade de melhoria da modelagem de DPR dos sistemas de GFV para considerar a regulação de tensão.

É pertinente salientar que estes resultados abordam questões de planejamento da rede de distribuição, sendo que, para a operação simultânea otimizada destes equipamentos devem ser desenvolvidos estudos no viés de operação da rede, considerando a operação coordenada de ambos.

Como a GFV tem predominância de ser instalada em instalações residenciais, a representação da rede a nível de BT e de MT de forma detalhada com representação trifásica para a realização deste tipo de estudos envolvendo GFV é cada vez mais relevante.

A penetração de GD na rede de distribuição também contribui para o aumento do nível de distorção harmônica da rede, aumento de problemas nos sistemas de proteção com a falha da coordenação entre fusíveis e entre fusíveis com relés, bem como, a diminuição da sensibilidade dos relés de proteção. Tais influências não foram escopo desta dissertação.

Desta forma, conclui-se que a otimização do FP de operação do inversor é uma peça fundamental para ajudar na mitigação dos problemas relacionados à alta inserção de GFV na QEE da rede de distribuição em termos de tensão em regime permanente e desvio de FP na SE. Saliencia-se, porém, que somente este tipo de controle não é suficiente para resolver estes problemas de QEE e o mesmo deve ser combinado com outras técnicas conforme visto na revisão da bibliografia. Sendo assim, isto demonstra que ainda existe muito a ser feito para o completo entendimento deste tema.

7.1 CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO DESENVOLVIDA

Com a realização desta pesquisa de dissertação é possível aferir as seguintes contribuições:

- aferição de um ramo do tema em pesquisa com poucas contribuições na literatura;
- modelagem em um FPO do despacho de potência ativa e reativa de sistemas de GFV;
- utilização do despacho de GFV para regulação do FP da SE e de barras de geração;
- detecção da necessidade de atualização da modelagem da alocação de ECD, desenvolvida pelo grupo de pesquisa, para redes com GFV;
- levantamento de um amplo portfólio bibliográfico sobre o tema em pesquisa para auxílio de trabalhos futuros.

7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Este tema possibilita a execução de vários outros trabalhos, conforme indicados a seguir:

- avaliar comparativamente o impacto das quatro regiões de operação do inversor apresentada na FIGURA 17 no planejamento de reativo da rede de distribuição;
- utilizar curva horária de carga e de GFV, considerando os efeitos climáticos na GFV, para caracterizar de forma mais realista este tipo de sistema;
- modelar funções de custo de geração de potência ativa e reativa dos sistemas de GFV que podem ser implementados nos AG durante o processo de alocação de ECD e/ou no FPO durante a avaliação da alocação;
- modelar novas FO para nortear o DPR do sistema de GFV, como por exemplo, regulação de tensão, minimização de alocação de ECD, minimização do chaveamento do *tap* do RT, minimização das perdas, entre outras;
- modelar diferentes tipos de carga nas barras, como por exemplo o modelo polinomial ZIP (combinação da modelagem de carga na forma de impedância constante, corrente constante e potência constante) para maior detalhamento da rede de distribuição;
- modelar com detalhes a rede no lado de BT do transformador para permitir o estudo com GFV de forma realista;
- analisar o comportamento da alocação para outras funções objetivos;
- analisar diferentes modos de operação dos BCs automáticos, por exemplo, operação por tensão ou por FP;
- analisar a influência de outros equipamentos do sistema de GFV, como o banco de baterias;
- modelar a rede de distribuição com detalhamento trifásico para permitir o estudo de soluções monofásicas, tanto de alocação de ECD como de penetração de GFV;
- desenvolver estudos similares em redes de distribuições reais, principalmente em regiões rurais;

- avaliar conceitos de confiabilidade, com a realização de estudos de reconfiguração simultâneos com a alocação de ECD na presença de GFV;
- testar o uso de outras técnicas de resolução do problema de alocação de ECD para possíveis comparações ou melhorias do processo;
- avaliar outros impactos de penetração de GFV na QEE, como o aumento do nível de distorção harmônica.

REFERÊNCIAS

ABB. TRIO-50.0/60.0 Modbus RTU Registers Map –Version Gt03.0. Disponível em: <<https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK106930A4570&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>>. Acesso em: 20/4/2018. 2016.

ABB. PRODUCT FLYER FOR TRIO-50.0-TL-OUTD/TRIO-60.0-TL-OUTD-480. Disponível em: <<http://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00611&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>>. Acesso em: 20/4/2018. 2017.

ABDEL-SALAM, T. S.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R. A new technique for loss reduction using compensating capacitors applied to distribution systems with varying load condition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 9, n. 2, p. 819–827, 1994.

ABDELAZIZ, A. Y.; ALI, E. S.; ABD ELAZIM, S. M. Optimal sizing and locations of capacitors in radial distribution systems via flower pollination optimization algorithm and power loss index. **Engineering Science and Technology, an International Journal**, Elsevier B.V, v. 19, n. 1, p. 610–618, 2016.

ABDELAZIZ, A. Y.; EL-FERGANY, A. A. Efficient heuristic-based approach for multi-objective capacitor allocation in radial distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 1, p. 70–80, 2014.

ABDELAZIZ, A. Y.; MEKHAMER, S. F.; NADA, M. H. A fuzzy expert system for loss reduction and voltage control in radial distribution systems. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V, v. 80, n. 8, p. 893–897, 2010.

AC, M. **Novel Control of PV Solar and Wind Farm Inverters as STATCOM for Increasing Connectivity of Distributed Generators**, 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), University of Western Ontario, 2013.

AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 182–192, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n 505 de 26 de novembro de 2001. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2001505.pdf>>. Acesso em: 9/6/2016. 2001.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n 345 de 16 de dezembro de 2008. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=108878>>. Acesso em: 9/6/2016. 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n 395 de 15 de dezembro de 2009. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009395.pdf>>. Acesso em: 9/6/2016. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n 414 de 09 de setembro de 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 10/6/2016. 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n 482 de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 12/6/2016. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa n 569 de 23 de julho de 2013. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/065/resultado/ren2013569.pdf>>. Acesso em: 10/6/2016. 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Módulo 1: Introdução. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Revisão 9**, 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Revisão 10**, 2018.

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. A Multi-Mode Control Strategy for VAr Support by Solar PV Inverters in Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1316–1326, 2015.

ALBUQUERQUE, F. L.; MORAES, A. J.; GUIMARÃES, G. C.; SANHUEZA, S. M. R.; VAZ, A. R. Photovoltaic solar system connected to the electric power grid operating as active power generator and reactive power compensator. **Solar Energy**, v. 84, n. 7, p. 1310–1317, 2010.

AMAN, M. M. M.; JASMON, G. B. B.; BAKAR, A. H. A. H. A.; et al. Optimum shunt capacitor placement in distribution system—A review and comparative study. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 30, p. 429–439, 2014.

ARMENDÁRIZ, M.; PARIDARI, K.; WALLIN, E.; NORDSTRÖM, L. Comparative study of optimal controller placement considering uncertainty in PV growth and distribution grid expansion. **Electric Power Systems Research**, v. 155, p. 48–57, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 11809: Reguladores de tensão - Especificação**. 1991.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 12479: Capacitores de potência em derivação, para sistema de tensão nominal acima de 1000 V - Características elétricas e construtivas - Padronização**. 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5282: Capacitores de potência em derivação para sistema de tensão nominal acima de 1 000 V**. 1998.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5060: Guia para instalação e operação de capacitores de potência – Procedimento**. 2010.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. 2013.

ATTAR, M.; HOMAEE, O.; FALAGHI, H.; SIANO, P. A novel strategy for optimal placement of locally controlled voltage regulators in traditional distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 96, p. 11–22, 2018.

ATTIA, H. A. Optimal voltage profile control and losses minimization of radial distribution feeders. 12th International Middle-East Power System Conference - MEPCON. **Anais ...**, p. 453–458, 2008.

BALA, J. L.; KUNTZ, P. A.; PEBLES, M. J. Optimal capacitor allocation using a distribution-analyzer-recorder. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 12, n. 1, p. 464–469, 1997.

BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 4, n. 1, p. 725–734, 1989.

BISWAS, P. P.; MALLIPEDDI, R.; SUGANTHAN, P. N.; AMARATUNGA, G. A. J. A multiobjective approach for optimal placement and sizing of distributed generators and capacitors in distribution network. **Applied Soft Computing**, v. 60, p. 268–280, 2017.

BONFIGLIO, A.; BRIGNONE, M.; DELFINO, F.; PROCOPIO, R. Optimal Control and Operation of Grid-Connected Photovoltaic Production Units for Voltage Support in Medium-Voltage Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 1, p. 254–263, 2014.

CAGNANO, A.; TORELLI, F.; ALFONZETTI, F.; DE TUGLIE, E. Can PV plants provide a reactive power ancillary service? A treat offered by an on-line controller. **Renewable Energy**, v. 36, n. 3, p. 1047–1052, 2011.

CALDERARO, V.; CONIO, G.; GALDI, V.; MASSA, G.; PICCOLO, A. Optimal Decentralized Voltage Control for Distribution Systems With Inverter-Based Distributed Generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 230–241, 2014.

CARPINELLI, G.; MOTTOLA, F.; PROTO, D.; RUSSO, A. Optimal allocation of dispersed generators, capacitors and distributed energy storage systems in distribution networks. International Symposium on Modern Electric Power Systems (MEPS). **Anais...**, 2010. Wroclaw: IEEE.

CARPINELLI, G.; NOCE, C.; PROTO, D.; VARILONE, P. Voltage Regulators and Capacitor Placement in Three-phase Distribution Systems with Non-linear and Unbalanced Loads. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 7, n. 4, 2006.

CARPINELLI, G.; PROTO, D.; NOCE, C.; RUSSO, A.; VARILONE, P. Optimal allocation of capacitors in unbalanced multi-converter distribution systems: A comparison of some fast techniques based on genetic algorithms. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 6, p. 642–650, 2010.

CHANG, N. Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage Control and Loss Reduction. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-88, n. 10, p. 1574–1577, 1969.

CHEN, S. X.; GOOI, H. B. Capacitor planning of power systems with wind generators and PV arrays. TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference. **Anais...** . p.1–5, IEEE, 2009.

CHIOU, J.-P.; CHANG, C.-F. Development of a novel algorithm for optimal capacitor placement in distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 73, p. 684–690, 2015.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. NTC 858105: EESP - Equipamentos Especiais - Banco de Capacitores 13,8 kV-N1-NS CF PR. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/86D39453240BFDD703257BAC00425ACC/\\$FILE/EESP 858105 Banco automatico de capacitores 13,8kV julho2013.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/86D39453240BFDD703257BAC00425ACC/$FILE/EESP%20858105%20Banco%20automatico%20de%20capacitores%2013,8kV%20julho2013.pdf)>. Acesso em: 10/6/2016. 2013.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. NTC 858133: EESP - Equipamentos Especiais - Regulador 13,8kV-50-100-150A - Transversal a rede - Instalação em postes com cintas. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/62471EAA7F471CAC03257F3E004FA514/\\$FILE/EESP 858133 Regulador de tensão 13,8kV 50_100A_Transversal a rede_instalação em poste janeiro2016.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/62471EAA7F471CAC03257F3E004FA514/$FILE/EESP%20858133%20Regulador%20de%20tensao%2013,8kV%2050_100A_Transversal%20a%20rede_instalacao%20em%20poste%20janeiro2016.pdf)>. Acesso em: 10/6/2016. 2016a.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. NTC 858185: EESP - Equipamentos Especiais-Regulador 34,5 kV - 100 A - Instalação em plataforma. Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/D0838D45289B3D1703257F3E004FD496/\\$FILE/EESP 858185 Regulador de tensão 34,5kV 100A instalação em plataforma janeiro2016.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/normas/ntcArquivos.nsf/D0838D45289B3D1703257F3E004FD496/$FILE/EESP%20858185%20Regulador%20de%20tensao%2034,5kV%20100A%20instalacao%20em%20plataforma%20janeiro2016.pdf)>. Acesso em: 10/6/2016. 2016b.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. NTC 905100: Acesso de Geração Distribuída (com comercialização de energia). Disponível em: <[http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/\\$FILE/905100.pdf](http://www.copel.com/hpcopel/root/ntcarquivos.nsf/0342A62F50C68EC4032577F500644B9A/$FILE/905100.pdf)>. Acesso em: 24/4/2018. 2017

COOK, R. F. Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems**, v. 78, n. 3, p. 950–956, 1959.

DALL'ANESE, E.; DHOPE, S. V.; GIANNAKIS, G. B. Optimal Dispatch of Photovoltaic Inverters in Residential Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 487–497, 2014.

DALL'ANESE, E.; DHOPE, S. V.; GIANNAKIS, G. B. Photovoltaic Inverter Controllers Seeking AC Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 2809–2823, 2016.

DAS, D. Optimal placement of capacitors in radial distribution system using a Fuzzy-GA method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 30, n. 6–7, p. 361–367, 2008.

DEVABALAJI, K. R. R.; RAVI, K.; KOTHARI, D. P. P. Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using bacterial foraging optimization algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 71, p. 383–390, 2015.

DEVABALAJI, K. R.; YUVARAJ, T.; RAVI, K. An efficient method for solving the optimal sitting and sizing problem of capacitor banks based on cuckoo search algorithm. **Ain Shams Engineering Journal**, Faculty of Engineering, Ain Shams University, 2016.

DOLLI, S. A.; JANGAMSHETTI, S. H. Modeling and optimal placement of voltage regulator for a radial system. 2012 International Conference on Power, Signals, Controls and Computation. **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2012.

DOOSTAN, M.; NAVARATNAN, S.; MOHAJERYAMI, S.; CECCHI, V. Concurrent placement of distributed generation resources and capacitor banks in distribution systems. 2016 North American Power Symposium (NAPS). **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2016.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. Principles of regulating the voltage. **Electrical power systems quality**. segunda ed: McGraw Hill, 2003, p.295–296.

DUKPA, A.; VENKATESH, B.; CHANG, L. Fuzzy Stochastic Programming Method: Capacitor Planning in Distribution Systems With Wind Generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 4, p. 1971–1979, 2011.

DURÁN, H. Optimum Number, Location, and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders A Dynamic Programming Approach. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-87, n. 9, p. 1769–1774, 1968.

EL-FERGANY, A. A. Optimal capacitor allocations using evolutionary algorithms. **IET Generation, Transmission & Distribution**, IET, 2013.

EL-FERGANY, A. A. Involvement of cost savings and voltage stability indices in optimal capacitor allocation in radial distribution networks using artificial bee colony algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 62, p. 608–616, 2014.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. . Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, v. 71, n. 2, p. 119–128, 2004.

ELLITHY, K.; AL-HINAI, A.; MOOSA, A. Optimal shunt capacitors allocation in distribution networks using Genetic Algorithm-practical case study. **International Journal of Innovations in Energy Systems and Power**, Vol. 3, no. 1, 2008.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Demanda de Energia 2050**. Rio de Janeiro, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília, 2017.

ENSSLIN, S. R.; ENSSLIN, L.; IMLAU, J. M.; CHAVES, L. C. Processo de mapeamento das publicações científicas de um tema: portfólio bibliográfico e análise bibliométrica sobre avaliação de desempenho de cooperativas de produção agropecuária. **Revista de Economia e Sociologia Rural**, v. 52, n. 3, p. 587–608, 2014.

FELÍCIO, J. R. **Modelagem em reguladores de tensão monofásicos com 32 degraus para estudos em regime permanente e transitório**, 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, 2006.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. Optimal allocation of capacitors in radial distribution systems with distributed generation. 2011 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA). **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2011.

FRANCO, J. F.; RIDER, M. J.; LAVORATO, M.; ROMERO, R. A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 48, n. 1, p. 123–130, 2013.

GNANASEKARAN, N.; CHANDRAMOHAN, S.; KUMAR, P. S.; MOHAMED IMRAN, A. Optimal placement of capacitors in radial distribution system using shark smell optimization algorithm. **Ain Shams Engineering Journal**, Elsevier, v. 7, n. 2, p. 907–916, 2016.

GODOI, A. A. **Alocação de Bancos de Capacitores em Redes Primária e Secundária de Energia Elétrica**, 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná - UFPR, Curitiba, 2009.

GODOI, A. A.; AOKI, A. R.; FERNANDES, T. S. P. Alocação ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. **Anais...** Blumenau. 2009.

GRAINGER, J.; LEE, S. Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-100, n. 3, p. 1105–1118, 1981.

HALDAR, V.; CHAKRABORTY, N. Power loss minimization by optimal capacitor placement in radial distribution system using modified cultural algorithm. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 25, n. 1, p. 54–71, 2015.

HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1195–1208, 2016.

HARZING, A.-W. Publish or Perish. 2007.

HOSSEINPOUR, H.; BASTAEE, B. Optimal placement of on-load tap changers in distribution networks using SA-TLBO method. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 64, p. 1119–1128, 2015.

HUANG, T.-L.; HSIAO, Y.-T.; CHANG, C.-H.; JIANG, J.-A. Optimal placement of capacitors in distribution systems using an immune multi-objective algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 30, n. 3, p. 184–192, 2008.

IBA, K. Optimal VAR allocation by genetic algorithm. [1993] Proceedings of the Second International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems. **Anais...** . p.163–168, IEEE, 1993.

INJETI, S. K.; THUNUGUNTLA, V. K.; SHAREEF, M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier, v. 69, p. 441–455, 2015. Elsevier.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **1547-2018 - IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. IEEE, 2018a.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **Impact of IEEE 1547 Standard on Smart Inverters**. IEEE, 2018b.

JABR, R. A. Minimum loss operation of distribution networks with photovoltaic generation. **IET Renewable Power Generation**, v. 8, n. 1, p. 33–44, 2014.

JÄGER, K.; ISABELLA, O.; SMETS, A. H. M.; VAN SWAAIJ, R. A. C. M. M.; ZEMAN, M. **Solar energy: fundamentals, technology, and systems**. Delft University of Technology, 2014.

JAHANGIRI, P.; ALIPRANTIS, D. C. Distributed Volt/VAr Control by PV Inverters. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3429–3439, 2013.

KANWAR, N.; GUPTA, N.; NIAZI, K. R.; SWARNKAR, A. Improved meta-heuristic techniques for simultaneous capacitor and DG allocation in radial distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 73, p. 653–664, 2015.

KAUR, D.; SHARMA, J. Multiperiod shunt capacitor allocation in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 52, n. 1, p. 247–253, 2013.

KAVOUSHI-FARD, A.; NIKNAM, T. Considering uncertainty in the multi-objective stochastic capacitor allocation problem using a novel self adaptive modification approach. **Electric Power Systems Research**, v. 103, n. 6, p. 16–27, 2013.

KAYAL, P.; CHANDA, C. K. Strategic approach for reinforcement of intermittent renewable energy sources and capacitor bank for sustainable electric power distribution system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 83, p. 335–351, 2016.

KOBAYASHI, T.; MEMBER, S.; AOKI, H. SVR Optimal Placement Problem in Distribution Network with Distributed Generators. IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** . p.1–7, São Diego: IEEE, 2012.

KOW, K. W.; WONG, Y. W.; RAJKUMAR, R. K.; RAJKUMAR, R. K. A review on performance of artificial intelligence and conventional method in mitigating PV grid-tied related power quality events. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier, v. 56, p. 334–346, 2016.

LACHOVICZ, F. J. **Impactos da inserção de geração fotovoltaica no planejamento de reativo em redes de distribuição**, Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná - UFPR, Curitiba, 2016.

LACHOVICZ, F. J.; FERNANDES, T. S. P. Impactos da inserção de geração fotovoltaica no planejamento de reativo em redes de distribuição. XXI Congresso Brasileiro de Automática. **Anais...** . p.456–461, Vitória/ES: CBA, 2016.

LACHOVICZ, F. J.; LUZ, T. A.; FERNANDES, T. S. P.; DE ALMEIDA, K. C. Análise de Sensibilidade para Alocação de Banco de Capacitores em Redes de Transmissão. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. **Anais...** . p.1–6, Foz do Iguaçu: SBSE, 2014.

LADJAVARDI, M.; MASOUM, M. A. S. Genetically Optimized Fuzzy Placement and Sizing of Capacitor Banks in Distorted Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 449–456, 2008.

LEBID, D. R.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R.; LACHOVICZ, F. J. Alocação simultânea de banco de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição para otimização da estabilidade de tensão e parâmetros de qualidade de energia. Encontro Regional Iberoamericano de CIGRÉ – XVII ERIAC. **Anais...** . p.8, 2017.

LEONE, A. DE S.; NETO, P. D. B.; JUNIOR, J. A. V. Study of Voltage Profile in Distribution Network Considering the Reactive Control of High Power Inverters in Distributed Generation. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. **Anais...**, Niterói/RJ, 2018.

LI, H.; WEN, C.; CHAO, K.-H.; LI, L.-L. Research on Inverter Integrated Reactive Power Control Strategy in the Grid-Connected PV Systems. **Energies**, v. 10, n. 7, p. 912, 2017.

LI, Q.; AYYANAR, R.; VITTAL, V. Convex Optimization for DES Planning and Operation in Radial Distribution Systems With High Penetration of Photovoltaic Resources. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, p. 1–11, 2016.

DE LIMA, M. A. X.; CLEMENTE, T. R. N.; DE ALMEIDA, A. T. Prioritization for allocation of voltage regulators in electricity distribution systems by using a multicriteria approach based on additive-veto model. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 77, p. 1–8, 2016.

LUZ, T. A. DA; SZUVOVIVSKI, I.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Ajuste de parâmetros de algoritmos genéticos usados na alocação de banco de capacitores e reguladores de tensão em redes de distribuição. XVII Congresso Brasileiro de Automática. **Anais...** . p.1–6, CBA, 2010.

MADRUGA, E. P.; CANHA, L. N. Allocation and integrated configuration of capacitor banks and voltage regulators considering multi-objective variables in smart grid distribution system. 2010 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2010. **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2010.

MAHMOUD, K.; ABDEL-AKHER, M. Analysis of hybrid photovoltaic and wind energies connected to unbalanced distribution systems. 2010 IEEE International Conference on Power and Energy. **Anais...** . p.79–84, IEEE, 2010.

MAKNOUNINEJAD, A.; KUTKUT, N.; BATARSEH, I.; ZHIHUA QU. Analysis and control of PV inverters operating in VAR mode at night. ISGT 2011. **Anais...** . p.1–5, IEEE, 2011.

MEKHAMER, S. F.; EL-HAWARY, M. E.; MANSOUR, M. M.; MOUSTAFA, M. A.; SOLIMAN, S. A. State of the art in optimal capacitor allocation for reactive power compensation in distribution feeders. LESCOPE'02. 2002 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering. Conference Proceedings. **Anais...** . p.61–75, IEEE, 2002.

MENDOZA, J. E.; MORALES, D. A.; LOPEZ, R. A.; et al. Multiobjective Location of Automatic Voltage Regulators in a Radial Distribution Network Using a Micro Genetic Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 404–412, 2007.

MOHAMMEDI, R. D.; MOSBAH, M.; HELLAL, A.; ARIF, S. An efficient BBO algorithm for optimal allocation and sizing of shunt capacitors in radial distribution networks. 2015 4th International Conference on Electrical Engineering (ICEE). **Anais...** . p.1–5, IEEE, 2015.

MUTHUKUMAR, K.; JAYALALITHA, S.; SURESHKUMAR, K.; SAKTHIVEL, A. Artificial Bee Colony Algorithm Based Placement and Optimal Tap Selection of Voltage Regulators for Power Loss Minimization in Distribution System. **International Journal of Pure and Applied Mathematics**, v. 118, n. 18, p. 2295–2313, 2018.

MUTHUKUMARAN, E.; RAJA, T. K.; KUMAR, K. P.; KANNAN, S. M. Analysis of capacitor allocation in radial distribution feeder using PSO with voltage constraint. 2011 1st International Conference on Electrical Energy Systems. **Anais...** . p.21–27, IEEE, 2011.

NG, H. N.; SALAMA, M. M. A.; CHIKHANI, A. Y. A survey of the application of AI in capacitor allocation and control. CCECE '97. Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering. Engineering Innovation: Voyage of Discovery. Conference Proceedings. **Anais...** . v. 1, p.161–164, IEEE, 1997.

NG, H. N.; SALAMA, M. M. A.; CHIKHANI, A. Y. Classification of capacitor allocation techniques. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 15, n. 1, p. 387–392, 2000.

NOJAVAN, S.; JALALI, M.; ZARE, K. Optimal allocation of capacitors in radial/mesh distribution systems using mixed integer nonlinear programming approach. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 107, p. 119–124, 2014.

ONAKA, J. H. D.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; LIMA, Á. S. A posteriori decision analysis based on Resonance Index and NSGA-II applied to the capacitor banks placement problem. **Electric Power Systems Research**, v. 151, p. 296–307, 2017.

PABLA, A. S. Power Capacitors. **Electric power distribution**. Quinta ed: McGraw-Hill, 2004. p.646-684.

PENA, I. C.; KAGAN, N.; CEBRIAN, J. C.; MOREIRA, H. L. Voltage regulators allocation in distribution networks system considering energy resources distributed. 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA). **Anais...** . p.1–8, IEEE, 2016.

PEREIRA, B. R.; DA COSTA, G. R. M.; CONTRERAS, J.; MANTOVANI, J. R. S. Optimal Distributed Generation and Reactive Power Allocation in Electrical Distribution Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, p. 1–10, 2016.

PEREIRA, C. A. N.; CASTRO, C. A. Optimal placement of voltage regulators in distribution systems. 2009 IEEE Bucharest PowerTech. **Anais...** . p.1–5, IEEE, 2009.

PEREIRA, G. M. DOS S. **Alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes elétricas inteligentes desbalanceadas**, 2015. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná - UFPR, Curitiba, 2015.

PEREIRA, G. M. S.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Representation of Intelligent and Power Unbalanced Net-works. XI Latin-America Congress on Electricity Generation and Transmission. **Anais...** . p.1–8, São José dos Campos, 2015.

PEREIRA, G. M. S.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Allocation of Capacitors and Voltage Regulators in Three-Phase Distribution Networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 29, n. 2, p. 238–249, 2018.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES. **Anais...** . p.1–8, São Paulo, 2012.

PRAKASH, P.; KHATOD, D. K. Optimal sizing and siting techniques for distributed generation in distribution systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 111–130, 2016.

RAMADAN, H. A.; WAHAB, M. A. A.; EL-SAYED, A.-H. M.; HAMADA, M. M. A fuzzy-based approach for optimal allocation and sizing of capacitor banks. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 106, p. 232–240, 2014.

RANI, D. S.; SUBRAHMANYAM, N.; SYDULU, M. Self adaptive harmony search algorithm for optimal capacitor placement on radial distribution systems. 2013 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability. **Anais...** . p.1330–1335, IEEE, 2013.

RAO, R. S.; NARASIMHAM, S. V. L.; RAMALINGARAJU, M. Optimal capacitor placement in a radial distribution system using Plant Growth Simulation Algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 33, n. 5, p. 1133–1139, 2011.

RENO, M. J.; BRODERICK, R. J.; GRIJALVA, S. Smart inverter capabilities for mitigating over-voltage on distribution systems with high penetrations of PV. 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). **Anais...** . p.3153–3158, IEEE, 2013.

SAFAYET, A.; FAJRI, P.; HUSAIN, I. Reactive Power Management for Overvoltage Prevention at High PV Penetration in a Low-Voltage Distribution System. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 53, n. 6, p. 5786–5794, 2017.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J. Optimum voltage regulator placement in a radial power distribution network. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 2, p. 879–886, 2000.

SALKUTI, S. R.; LHO, Y. H. Optimum Location of Voltage Regulators in the Radial Distribution Systems. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 17, n. 3, p. 351–361, 2016.

SEIFI, A.; HESAMZADEH, M. R. A hybrid optimization approach for distribution capacitor allocation considering varying load conditions. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 31, n. 10, p. 589–595, 2009.

SHUAIB, Y. M.; KALAVATHI, M. S.; RAJAN, C. C. A. Optimal capacitor placement in radial distribution system using Gravitational Search Algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 64, p. 384–397, 2015.

SILVA, I. C. DA; CARNEIRO, S.; OLIVEIRA, E. J. DE; COSTA, J. S.; PEREIRA, J. L. R.; GARCIA, P. A. N. A heuristic constructive algorithm for capacitor placement on distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 23, n. 4, 2008.

SINGH, S. P.; RAO, A. R. Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 43, n. 1, p. 1267–1275, Elsevier Ltd, 2012.

SMITH, J. W.; SUNDERMAN, W.; DUGAN, R.; SEAL, B. Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2011.

SU, X.; MASOUM, M. A. S.; WOLFS, P. J. Optimal PV Inverter Reactive Power Control and Real Power Curtailment to Improve Performance of Unbalanced Four-Wire LV Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 3, p. 967–977, 2014.

SULTANA, S.; ROY, P. K. Optimal capacitor placement in radial distribution systems using teaching learning based optimization. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 54, p. 387–398, 2014.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1499–1507, 1994.

SWARNKAR, A.; GUPTA, N.; NIAZI, K. R. Optimal placement of fixed and switched shunt capacitors for large-scale distribution systems using genetic algorithms. 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). **Anais...** . p.1–8, IEEE, 2010.

SZUVOVIVISKI, I. **Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo**, 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná - UFPR, Curitiba, 2008.

SZUVOVIVISKI, I.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using Genetic Algorithms and Optimal Power Flow. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 40, n. 1, p. 62–69, 2012.

TABATABAEI, S. M.; VAHIDI, B. Bacterial foraging solution based fuzzy logic decision for optimal capacitor allocation in radial distribution system. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 81, n. 4, p. 1045–1050, 2011.

TAHER, S. A.; BAGHERPOUR, R. A new approach for optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distorted distribution systems using hybrid honey bee colony algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 49, n. 0, p. 430–448, 2013.

TAHER, S. A.; KARIMIAN, A.; HASANI, M. A new method for optimal location and sizing of capacitors in distorted distribution networks using PSO algorithm. **Simulation Modelling Practice and Theory**, v. 19, n. 2, p. 662–672, 2011.

TAN, W.-S.; HASSAN, M. Y.; MAJID, M. S.; ABDUL RAHMAN, H. Optimal distributed renewable generation planning: A review of different approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 18, p. 626–645, 2013.

TOLMASQUIM, M. T. Solar. **Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. p.310–408.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. International Energy Outlook 2017. Disponível em: <<https://www.eia.gov/outlooks/ieo>>. Acesso em: 3/3/2018. 2017.

UAPATHI REDDY, P.; LAKSHMIKANTHA REDDY, M.; SIVANAGARAJU, S.; RAJU, P. S. Optimal location of voltage regulators in unbalanced radial distribution system for loss minimization using particle swarm optimization. 2012 International Conference on Advances in Power Conversion and Energy Technologies (APCET). **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2012.

VARMA, R. K.; RAHMAN, S. A.; MAHENDRA, A. C.; SEETHAPATHY, R.; VANDERHEIDE, T. Novel nighttime application of PV solar farms as STATCOM (PV-STATCOM). 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** . p.1–8, IEEE, 2012.

VISALI, N.; SRINIVASAN, D. R.; SREENIVASULU, N. Loss Reduction in Radial Distribution Systems by Optimal Voltage Regulator Placement Using Fuzzy Logic. World Congress on Engineering and Computer Science. **Anais...** . São Francisco: IAENG., v. I, 2016.

WANG, M.; ZHONG, J. A novel method for distributed generation and capacitor optimal placement considering voltage profiles. Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2011.

XU, Y.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P.; LIU, E.; YUE, B. Optimal Capacitor Placement to Distribution Transformers for Power Loss Reduction in Radial Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4072–4079, 2013.

YADAV, A.; SRIVASTAVA, L. Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues. 2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON). **Anais...** . p.1–6, IEEE, 2014.

YAMAKAWA, E. K. **Sistema de controle nebuloso para bancos de capacitores automáticos aplicados em alimentadores de distribuição de energia elétrica**, 2007. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná - UFPR, Curitiba, 2007.

ZIARI, I.; LEDWICH, G.; GHOSH, A. Optimal voltage support mechanism in distribution networks. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 5, n. 1, p. 127, 2011.

ZUBO, R. H. A.; MOKRYANI, G.; RAJAMANI, H.-S.; AGHAEI, J.; NIKNAM, T.; PILLAI, P. Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, p. 1177–1198, 2017.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA DE 90 BARRAS

TABELA 29 – DADOS DE BARRA DO SISTEMA DE 90 BARRAS

Barra	Carga Ativa [kW]	Carga Reativa [kvar]	Barra	Carga Ativa [kW]	Carga Reativa [kvar]
1	0	0	46	39,22	26,3
2	0	0	47	39,22	26,3
3	0	0	48	0	0
4	0	0	49	79	56,4
5	0	0	50	384,7	274,5
6	0	0	51	384,7	274,5
7	2,6	2,2	52	40,5	28,3
8	40,4	30	53	3,6	7,2
9	75	54	54	4,35	3,5
10	30	22	55	26,4	19
11	28	19	56	24	17,2
12	145	104	57	0	0
13	145	104	58	0	0
14	8	5,5	59	0	0
15	8	5,5	60	100	72
16	0	0	61	0	0
17	45,5	30	62	1244	888
18	60	35	63	32	23
19	60	35	64	0	0
20	0	0	65	227	162
21	1	0,6	66	59	42
22	114	81	67	18	13
23	5,3	3,5	68	18	13
24	0	0	69	28	20
25	28	20	70	28	20
26	0	0	71	24	18
27	14	10	72	24	18
28	14	10	73	36	27
29	26	18,6	74	36	27
30	26	18,6	75	36	27
31	0	0	76	60	45
32	0	0	77	24	18
33	0	0	78	60	45
34	14	10	79	36	27
35	19,5	14	80	36	27
36	6	4	81	36	27
37	26	18,55	82	24	18
38	26	18,55	83	24	18
39	0	0	84	24	18
40	24	17	85	24	18
41	24	17	86	24	18
42	1,2	1	87	36	27
43	0	0	88	60	45
44	6	4,3	89	24	18
45	0	0	90	24	18

FONTE: GODOI (2009).

TABELA 30 – DADOS DE LINHA DO SISTEMA DE 90 BARRAS

De	Para	Resistência [Ω]	Reatância [Ω]	De	Para	Resistência [Ω]	Reatância [Ω]
1	2	0,0005	0,0012	46	47	0,0009	0,0012
2	3	0,0005	0,0012	5	48	0,0034	0,0084
3	4	1,00E-10	1,00E-10	48	49	0,0851	0,2083
4	5	0,0015	0,0036	49	50	0,2898	0,7091
5	6	0,0251	0,0294	50	51	0,0822	0,2011
6	7	0,366	0,1864	9	52	0,0928	0,0473
7	8	0,3811	0,1941	52	53	0,3319	0,1114
8	9	0,0922	0,047	10	54	0,174	0,0886
9	10	0,0493	0,0251	54	55	0,203	0,1034
10	11	0,819	0,2707	55	56	0,2842	0,1447
11	12	0,1872	0,0619	56	57	0,2813	0,1433
12	13	0,7114	0,2361	57	58	1,59	0,5337
13	14	1,03	0,34	58	59	0,7837	0,263
14	15	1,044	0,345	59	60	0,3042	0,1006
15	16	1,058	0,3496	60	61	0,3861	0,1172
16	17	0,1966	0,065	61	62	0,5075	0,2585
17	18	0,3744	0,1238	62	63	0,0974	0,0496
18	19	0,0047	0,0016	63	64	0,145	0,0738
19	20	0,3276	0,1083	64	65	0,7105	0,3619
20	21	0,2106	0,0696	65	66	1,041	0,5302
21	22	0,3416	0,1129	12	67	0,2012	0,0611
22	23	0,014	0,0046	67	68	0,0047	0,0014
23	24	0,1591	0,0526	13	69	0,7394	0,2444
24	25	0,3463	0,1145	69	70	0,0047	0,0016
25	26	0,7488	0,2475	7	71	124,4	190,44
26	27	0,3089	0,1021	17	72	124,4	190,44
27	28	0,1732	0,0572	20	73	74,9	127,8
3	29	0,0044	0,0108	23	74	74,9	127,8
29	30	0,064	0,1565	25	75	74,9	127,8
30	31	0,3978	0,1315	28	76	39,61	78,2
31	32	0,0702	0,0232	31	77	124,4	190,44
32	33	0,351	0,116	36	78	39,61	78,2
33	34	0,839	0,2816	39	79	74,9	127,8
34	35	1,708	0,5646	42	80	74,9	127,8
35	36	1,474	0,4873	44	81	74,9	127,8
4	37	0,0044	0,0108	47	82	124,4	190,44
37	38	0,064	0,1565	51	83	124,4	190,44
38	39	0,1053	0,123	53	84	124,4	190,44
39	40	0,0304	0,0355	56	85	124,4	190,44
40	41	0,0018	0,0021	59	86	124,4	190,44
41	42	0,7283	0,8509	62	87	74,9	127,8
42	43	0,31	0,3623	66	88	39,61	78,2
43	44	0,041	0,0478	68	89	124,4	190,44
44	45	0,0092	0,0116	70	90	124,4	190,44
45	46	0,1089	0,1373				

FONTE: GODOI (2009).

ANEXO A – DADOS TÉCNICOS DO INVERSOR TRIO DA ABB

ABB string inverters

TRIO-50.0-TL-OUTD

TRIO-60.0-TL-OUTD-480

50 to 60 kW



Technical data and types

Type code	TRIO-50.0-TL-OUTD	TRIO-60.0-TL-OUTD-480
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ... 950 V (min 300 V)	0,7x V_{start} ... 950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V_{dc})	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power (P_{dc})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	1	
MPPT input DC voltage range ($V_{mpptmin} ... V_{mpptmax}$) at P_{dc}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current (I_{dcmax})	108 A	
Maximum input short circuit current	160 A	
Number of DC input pairs	12 (-SX/-SY), 16 (-SX)	16 (-SX)
DC connection type	PV quick fit connector ¹⁾ on -SX and -SY version / Screw terminal block on Standard and -S version	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 2	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (-SX version) / Type 1+2 (-SY version)	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	200 A / 1000 V	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power (P_{acmax} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f _n)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range (f _{min} ...f _{max})	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable section allowed	95 mm ² copper (with TRIO-ALUMINUM-KIT 150 mm ² aluminum)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG42	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes, 4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-SX version)	4, Type 2	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / -	98.0% / -
Communication		
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	LEDs, Display (option)	
Communication interface	2 (RS485)	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C / -13...14°F with derating above 50°C / 140°F	-25...+60°C / -13...140°F with derating above 45°C / 113°F
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"	
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)	
Mounting system	Wall bracket, horizontal support	

FONTE: ABB (2017).